

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão em redes HVDC Multi-Terminal

Marco André da Costa Gonçalves



FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Carlos Moreira

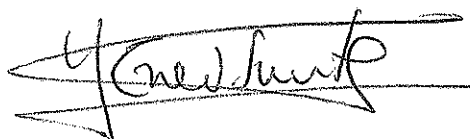
28 de Fevereiro de 2014

A Dissertação intitulada

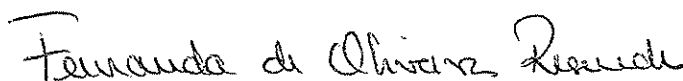
“Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão em redes HVDC Multi-Terminal”

foi aprovada em provas realizadas em 13-02-2014

o júri



Presidente Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende
Professora Auxiliar da Universidade Lusófona



Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Marco André da Costa Gonçalves

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Este trabalho é financiado por Fundos FEDER através do Programa Operacional Factores de Competitividade – COMPETE e por Fundos Nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia no âmbito do projecto "COMUTE-DC - Controlo e Operação de Redes Multi-terminal em Ambiente Offshore", ref.^a PTDC/EEI-EEL/2053/2012.

Resumo

O interesse pelo desenvolvimento de parques eólicos *offshore*, quer por falta de locais com potencial interesse em terra, quer pela maior disponibilidade do recurso em alto mar, tem vindo a aumentar nos últimos anos. Transmissão de grandes quantidades de energia e longas distâncias, trouxeram novos desafios para os sistemas de transporte. Inicialmente foram implementados sistemas baseados em transmissão de alta tensão em corrente contínua (HVAC), no entanto com a evolução da eletrónica de potência, tem tornado as soluções de transmissão de alta tensão em corrente contínua (HVDC) numa solução bastante mais interessante.

Relativamente à transmissão de corrente contínua em alta tensão para interligação de produções *offshore* com os Operadores de Redes de Transporte (OPR), diversos condicionalismos tecnológicos, tais como capacidade de controlo independente da potência ativa e reativa, justificam a utilização de conversores fonte de tensão (VSC). Simultaneamente, aspetos relacionados com a estabilidade e flexibilidade de operação tem incentivado o desenvolvimento do conceito de redes Multi-Terminal em corrente contínua (MTDC).

Efetivamente, a integração em larga escala de energia eólica pode trazer problemas a nível de estabilidade para o sistema elétrico de energia. A sua imprevisibilidade de produção pode provocar desequilíbrios de carga e consequentemente provocar oscilações na tensão e corrente das redes a que se ligam.

Assim sendo, por forma a garantir a segurança dos sistemas elétricos de energia, diversos códigos de rede foram sendo criados pelos ORT. Impondo assim condições restritas para a interligação de um parque eólico a uma rede de transporte, pelo que este tipo de produção de energia deverá ser capaz de disponibilizar diversos serviços de sistema à rede. Nomeadamente, dotar estas redes MTDC *offshore* de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, objeto de estudo desta dissertação.

Este trabalho foca-se então inicialmente no estudo do comportamento de uma rede MTDC face à ocorrência de uma cava de tensão do lado da rede AC *onshore*. A primeira parte consiste em caracterizar os princípios de funcionamento de uma rede MTDC, é feita referência aos modos de controlo e papel dos conversores HVDC-VSC. A segunda passa por identificar os modelos de simulação dos vários componentes de uma rede Multi-Terminal HVDC para futura implementação em *Simulink* - MatLab.

De seguida é feito um estudo aos problemas que surgem numa rede MTDC, na sequência de cavas de tensão que ocorram nas redes continentais. Estando o problema identificado, este estudo apresenta uma estratégia de operação e controlo distribuído da rede MTDC que tem como objetivo dotar a rede de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Por fim, será apresentado um caso de estudo, em que uma rede multi-terminal HVDC baseada em conversores VSC, com dois conversores *offshore* ligados a dois parques eólicos e dois conversores *onshore* ligados a duas redes AC continentais, será testada face a diferentes cavas de tensão em amplitude e duração.

Abstract

The interest in the development of offshore wind farms, either for lack of sites with potential interest in land, either by greater resource availability at sea, has been increasing in recent years. Transmission of large amounts of energy and long distances, brought new challenges for transport systems. Initially, were implemented in transmission based systems of high voltage direct current (HVAC), however with the development of power electronics, has developed solutions for the transmission of high-voltage direct current (HVDC) in a much more interesting solution.

Upon the transmission of high-voltage direct current interconnection of offshore productions with Network Transportation Operators (NTO), various technological constraints, such as capacity for independent control of active and reactive power, justify the use of voltage source converters (VSC). At the same time, aspects related to the stability and flexibility of operation has encouraged the development of the concept of Multi-Terminal grids DC (MTDC).

Indeed, the large-scale integration of wind energy can bring a level of stability problems for the electric power system. It's unpredictability production can cause load imbalances and consequently cause fluctuations in voltage and current of the grids to which they connect.

Therefore, to ensure the safety of electrical power systems, various grid codes were created by NTOs. And thus imposing restricted conditions to connecting a wind farm to transmission grid, so this type of energy production should be able to provide various system services to the network. In particular, provide these grids offshore MTDC of survivability to voltage dips, is the object of study of this thesis.

This thesis then focuses initially on the behavior of a MTDC grid when the occurrence of a voltage dips on the side of onshore AC grid. The first part consists in defining the principles of operation of an MTDC grid, with reference to the control modes and power converters VSC-HVDC. The second involves identifying the simulation models of the various components of a Multi-Terminal HVDC network for future implementation in Simulink - MATLAB.

Then a study is made of the problems that arise in a MTDC network, when following voltage dips occurring in onshore AC grid. Once the problem identified, this study presents a strategy for distributed control and operation of MTDC grid that aims to provide the network with the ability to survive voltage dips.

Finally, will be present a case study, in which a VSC based Multi-Terminal HVDC grid, with two converters connected to offshore wind farms and two converters onshore connected with two AC networks continental, will be tested against the different voltage dips with different range and duration.

Agradecimentos

Antes de mais, gostaria sinceramente de prestar a minha gratidão a todos aqueles que contribuíram diretamente ou indiretamente no desenvolvimento desta dissertação.

Ao Professor Doutor Carlos Moreira agradeço a orientação prestada, tempo e paciência dispensados em reuniões e esclarecimentos de dúvidas, como também do inúmero material de trabalho que abertamente partilhou comigo. O meu muito obrigado.

Aos colegas engenheiros do laboratório de energia do INESC, fica aqui o meu obrigado por toda a disponibilidade demonstrada e apoio dado.

Aos meus amigos, Nuno Conde Pires que me acompanhou noites a fio, com o mesmo sentimento de luta, e Jorge Teixeira que esteve sempre ao lado, pronto a ajudar e a contribuir para o nosso sucesso.

A todos os que partilharam comigo estes anos de faculdade, que deixarão certamente saudades. Em particular aqueles com quem partilho milhares de histórias, que já mais me sairão da memória, o meu muito obrigado por se terem tornado meus "irmãos". Para sempre vos guardarei no meu coração.

Por fim, mas mais importante, aos meus pais, pela educação que me deram, por toda a confiança depositada nas minhas capacidades e ambições e por todo o carinho e força que sempre me transmitiram, não existem palavras nem gestos que possam demonstrar a minha gratidão. Quanto aos meus queridos irmãos, Tiago e Joel, sangue do meu sangue, mesmo longe sempre estiveram presentes, e eu para sempre estarei do vosso lado.

A todos os outros que não referi, o meu pedido de desculpas, mas se me têm no coração, certamente os terei no meu.

Marco Gonçalves

*Tenha em mente que tudo o que você aprende na escola é trabalho de muitas gerações.
Receba essa herança, honre-a, acrescente a ela e um dia deposite-a nas mãos de seus filhos.*

Albert Einstein

Conteúdo

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introdução | 1 |
| 1.1 | Enquadramento Geral | 1 |
| 1.2 | Objetivos da Dissertação | 3 |
| 1.3 | Estrutura da Dissertação | 3 |
| 2 | Soluções para a Transmissão de Energia em Ambiente <i>Offshore</i> | 5 |
| 2.1 | Introdução | 5 |
| 2.2 | Contexto Histórico dos Sistemas de Produção Eólica | 6 |
| 2.2.1 | Energia Eólica na Europa e no Mundo | 6 |
| 2.2.2 | Energia Eólica em Portugal | 7 |
| 2.2.3 | Energia Eólica Offshore | 8 |
| 2.2.4 | Técnicas de Geração Eólica | 10 |
| 2.3 | Sistemas de Transmissão em Alta Tensão e Corrente Alternada (HVAC) | 11 |
| 2.3.1 | Tecnologia de Transmissão HVAC | 11 |
| 2.4 | Sistemas de Transmissão em Alta Tensão e Corrente Contínua (HVDC) | 14 |
| 2.4.1 | Técnicas de Transmissão HVDC | 14 |
| 2.4.2 | Tecnologia de Transmissão HVDC-LCC | 17 |
| 2.4.3 | Tecnologia de Transmissão HVDC-VSC | 20 |
| 2.4.4 | Comparação entre Sistemas de Transmissão HVAC, HVDC-LCC e HVDC-VSC | 23 |
| 2.5 | Redes HVDC Multi-Terminal (MTDC) | 24 |
| 2.5.1 | Enquadramento | 24 |
| 2.5.2 | Topologias MTDC | 26 |
| 2.6 | Conclusões | 27 |
| 3 | Modelização da Rede Multi-Terminal HVDC | 29 |
| 3.1 | Introdução | 29 |
| 3.2 | Modelos Dinâmicos dos Componentes da Rede Multi-Terminal HVDC-VSC | 29 |
| 3.2.1 | Modelo do Circuito DC | 29 |
| 3.2.2 | Conversores HVDC-VSC | 31 |
| 3.2.3 | Parques Eólicos | 33 |
| 3.2.4 | Rede AC Continental | 34 |
| 3.3 | Operação e Controlo dos Conversores HVDC-VSC | 35 |
| 3.4 | Conclusões | 36 |
| 4 | Operação de uma Rede Multi-Terminal HVDC durante um Curto-Circuito na Rede AC Continental | 37 |
| 4.1 | Introdução | 37 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4.2 | Problemas nas Redes MTDC <i>Offshore</i> face a Cavas de Tensão na rede AC <i>Onshore</i> | 37 |
| 4.3 | Estratégia para dotar uma rede MTDC de Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão | 39 |
| 4.4 | Conclusões | 43 |
| 5 | Resultados e Soluções das Simulações | 45 |
| 5.1 | Introdução | 45 |
| 5.2 | Caso de Estudo | 45 |
| 5.3 | Comportamento da Rede HVDC Multi-Terminal face a Cavas de Tensão nas Redes AC Continentais | 46 |
| 5.3.1 | Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Independentes) | 46 |
| 5.3.2 | Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 4 (Redes Continentais Independentes) | 52 |
| 5.3.3 | Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Interligadas) | 53 |
| 5.4 | Soluções de Controlo para Sobrevivência a Cavas de Tensão em Redes HVDC Multi-Terminal | 56 |
| 5.4.1 | Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Independentes) | 56 |
| 5.4.2 | Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Interligadas) | 60 |
| 6 | Conclusões e Trabalho Futuro | 63 |
| 6.1 | Conclusões | 63 |
| 6.2 | Trabalho Futuro | 64 |
| | Referências | 67 |
| A | Modelos de Simulação dos Componentes de uma Rede MTDC | 71 |
| A.1 | Circuito DC | 71 |
| A.2 | Conversor <i>Onshore</i> e Rede AC acoplados | 72 |
| A.3 | Conversores <i>Offshore</i> | 74 |
| B | Dados da Rede MTDC | 75 |
| B.1 | Bases do Sistema | 75 |
| B.2 | Dados dos Cabos DC e Conversores | 75 |

Lista de Figuras

| | | |
|------|---|----|
| 2.1 | O Crescimento Exponencial da Energia Eólica na Europa e no Mundo, adaptado de [7] | 6 |
| 2.2 | Potência eólica instalada na Europa no final de 2010, adaptado de [8]. | 7 |
| 2.3 | O Crescimento da Capacidade Energia Eólica instalada em Portugal, adaptado de [9]. | 8 |
| 2.4 | Previsão para 2030 do desenvolvimento da rede <i>offshore</i> na Europa, adaptado de [11]. | 8 |
| 2.5 | Distribuição da produção eólica offshore implantada no Mundo, adaptado de [12]. | 9 |
| 2.6 | Distribuição da produção eólica <i>offshore</i> pelos países europeus com o recurso implementado em MW, adaptado de [12]. | 9 |
| 2.7 | Esquema do projeto “Windfloat”, adaptado de [13]. | 10 |
| 2.8 | Esquema unifilar simplificado de um aerogerador do tipo PMSG, adaptado de [15]. | 11 |
| 2.9 | Configuração básica de um parque eólico de 600MW com uma solução de transmissão em corrente alternada HVAC. Nota: SVC - <i>static VAR compensator</i> ; XLPE - <i>isolamento em polietileno</i> , adaptado de [16]. | 12 |
| 2.10 | Cabo Submarino HVAC XLPE, adaptado de [19]. | 12 |
| 2.11 | Capacidade de transmissão de diferentes cabos de transmissão HVAC para três níveis de tensão, 132, 220, 400 kV, adaptado de [2]. | 13 |
| 2.12 | Subestação transformadora <i>offshore</i> Nysted, sul da Dinamarca, adaptada de [17]. | 13 |
| 2.13 | Configuração monopolar, adaptado de [20]. | 14 |
| 2.14 | Configuração bipolar, adaptado de [20]. | 15 |
| 2.15 | Cabo submarino HVDC, adaptado de [19]. | 15 |
| 2.16 | Sistema de Transmissão HVDC-LCC, adaptado de [16]. | 17 |
| 2.17 | Símbolo de uma Válvula (tiristor). | 18 |
| 2.18 | Comparação HVAC-HVDC LCC para diferentes parques eólicos (500–1000MW) e diferentes distancias à costa (0–200 km), considerando a velocidade média do vento de 9 m/s, adaptado de [2]. | 20 |
| 2.19 | Sistema de Transmissão HVDC-VSC, adaptado de [16]. | 21 |
| 2.20 | Escolha de tecnologia de transmissão para diferentes capacidades dos parques eólicos e distancias a <i>onshore</i> , adaptado de [16]. | 23 |
| 2.21 | Rede Multi-Terminal HVDC-VSC, adaptado de [28]. | 25 |
| 3.1 | Circuito DC de uma ligação bipolar entre dois conversores HVDC-VSC, adaptado de [29]. | 30 |
| 3.2 | Circuito DC bipolar simplificado em um polo. | 31 |
| 3.3 | Malhas do controlo interno do conversor <i>onshore</i> , adaptado de [4] | 32 |
| 3.4 | Malha do controlo interno do conversor <i>offshore</i> , adaptado de [4] | 33 |
| 3.5 | Esquema de uma turbina eólica com gerador PMSG, adaptado de [31] | 33 |

| | | |
|------|---|----|
| 3.6 | Esquema equivalente da rede AC continental. | 34 |
| 4.1 | Esquema da rede AC de uma turbina eólica equipada com gerador PMSG, adaptado de [31] | 41 |
| 4.2 | Regra de controlo da variação da frequência da rede AC dos parques, em função da tensão DC da rede MTDC. | 42 |
| 4.3 | Regra de controlo da variação da potência dissipada pelo <i>Chopper</i> DC implementado ao nível dos FSC, em função da variação da frequência da rede AC <i>offshore</i> | 42 |
| 4.4 | Sistema de controlo de redução de potência dos geradores eólicos. | 43 |
| 5.1 | Rede Multi-Terminal HVDC interligando dois parques eólicos <i>offshore</i> e duas redes AC <i>onshore</i> | 45 |
| 5.2 | Tensões AC nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{AC} e V_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 47 |
| 5.3 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 47 |
| 5.4 | Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $i_3^{AC} e i_4^{AC}$. Cava de 50% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 48 |
| 5.5 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 48 |
| 5.6 | Tensões AC nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{AC} e V_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms. | 49 |
| 5.7 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms | 49 |
| 5.8 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms. | 50 |
| 5.9 | Tensões AC nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{AC} e V_4^{AC}$. Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 50 |
| 5.10 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 51 |
| 5.11 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 51 |
| 5.12 | Tensões AC nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{AC} e V_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 52 |
| 5.13 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 52 |
| 5.14 | Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $i_3^{AC} e i_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 53 |
| 5.15 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 53 |
| 5.16 | Esquema unifilar da rede MTDC em estudo com as redes AC interligadas. | 54 |

| | | |
|------|---|----|
| 5.17 | Tensões AC nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{AC} e V_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 54 |
| 5.18 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 55 |
| 5.19 | Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $i_3^{AC} e i_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 55 |
| 5.20 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 56 |
| 5.21 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 57 |
| 5.22 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 57 |
| 5.23 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms. | 58 |
| 5.24 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms. | 58 |
| 5.25 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$ | 59 |
| 5.26 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms. | 59 |
| 5.27 | Tensões DC nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $V_1^{DC} e V_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $V_3^{DC} e V_4^{DC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 60 |
| 5.28 | Potências ativas nos conversores HVDC-VSC <i>Offshore</i> , $P_1^{DC} e P_2^{DC}$, e nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $P_3^{AC} e P_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 60 |
| 5.29 | Potências ativas dissipadas no <i>chopper</i> DC dos FSC dos aerogeradores, $P_1^{chopper} e P_2^{chopper}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 61 |
| 5.30 | Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC <i>Onshore</i> , $i_3^{AC} e i_4^{AC}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms. | 61 |
| A.1 | Modelação do circuito DC, em <i>Simulink</i> - MatLab | 71 |
| A.2 | Equações do circuito DC, em <i>Simulink</i> - MatLab | 72 |
| A.3 | Bloco do conversor <i>onshore</i> 3 acoplado ao bloco da rede AC 3, em <i>Simulink</i> - MatLab | 72 |
| A.4 | Blocos de controlo do conversor <i>onshore</i> 3, em <i>Simulink</i> - MatLab | 73 |
| A.5 | Controladores PI das correntes do conversor <i>onshore</i> 3, em <i>Simulink</i> - MatLab | 73 |
| A.6 | Regra de controlo de rápida redução de potência injetada pelo parque eólico 2 implementada no conversor <i>offshore</i> 2, em <i>Simulink</i> - MatLab | 74 |

Lista de Tabelas

| | | |
|-----|---|----|
| 2.1 | Comparação entre as tecnologias de transmissão HVAC, HVDC-LCC e HVDC-VSC para implementação em parques eólicos <i>offshore</i> , adaptada de [16] | 24 |
| 2.2 | Comparação entre topologias MTDC para parques eólicos <i>offshore</i> , adaptada de [28] | 26 |
| B.1 | Bases do sistema p.u. da rede MTDC | 75 |
| B.2 | Caraterísticas dos Cabos DC da rede MTDC | 75 |
| B.3 | Capacidade dos Condensadores da rede MTDC | 75 |

Abreviaturas e Símbolos

| | |
|---------------|--|
| AC | <i>Alternating Current</i> |
| DC | <i>Direct Current</i> |
| DFIG | <i>Double Fed Induction Generator</i> |
| ENTSO-E | <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> |
| EWEA | <i>European Wind Energy Association</i> |
| FSC | <i>Full Scale Converters</i> |
| GB SQSS Group | <i>Great Britain Security and Quality of Supply Standard</i> |
| HVAC | <i>Hight-Voltage Alternating Current</i> |
| HVDC | <i>Hight-Voltage Direct Current</i> |
| HVDC-LCC | <i>Hight Voltage DC using Line Commutated Conversion</i> |
| HVDC-VSC | <i>Hight Voltage DC using Voltage Source Converters</i> |
| ÍGBT | <i>Insulated Gate Bipolar Transistors</i> |
| MTDC | <i>Multi-Terminal Direct Current</i> |
| ORT | <i>Operadores de Rede de Transporte</i> |
| PMSG | <i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> |
| PWM | <i>Pulse-Width Modulation</i> |
| REN | <i>Rede Eléctrica Nacional</i> |
| SCIG | <i>Squirrel Cage Induction Generator</i> |
| STATCOM | <i>Static Synchronous Compensator</i> |
| XLPE | <i>Polietileno Reticulado</i> |

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento Geral

A consciência ambiental e o medo gerado em volta da possível falta de recursos fósseis, gerou nos últimos anos uma preocupação mundial na busca de novas fontes de energia renovável. Melhor eficiência das centrais de produção hidráulica, mais aposta na energia geotérmica, a biomassa produzindo soluções bastante viáveis para utilização em motores de combustão interna, a energia solar que nos últimos anos tem sido aposta, e que a par da energia eólica, é uma das tecnologias mais maduras entre todas as fontes de energia renovável.

Em 1990, a União Europeia assumiu o compromisso de reduzir em 20% as suas emissões, e aumentar em 20% a utilização de recursos renováveis como fonte de energia primária até 2020 [1]. Parte significativa desta percentagem de produção renovável será obtida através da energia eólica, que devido à sua natureza variável e as suas características estocásticas, podem afetar a estabilidade das redes a que este tipo de centrais se encontra ligado, sendo de extrema importância o estudo da integração de parque eólicos em grande escala nas redes elétricas existentes.

Diversos fatores tornam mais interessante a instalação da produção eólica *offshore*. Tais como um nível de recurso mais elevado (mais vento) e possivelmente de melhor "qualidade", falta de locais de qualidade em terra para instalação de parques eólicos de grande escala e ainda a oposição pública para construção deste tipo de centrais em terra por diversos motivos (poluição paisagística, poluição sonora, etc...).

Com a deslocação das produções eólicas em grande escala para *offshore*, a questão da viabilidade dos investimentos sofre uma nova abordagem. Se por um lado os ventos que permitem um maior aproveitamento da sua energia, se encontram mais longe da costa, por outro, este aumento da distancia obriga a um maior investimento no sistema de transmissão e trará consequentemente maiores perdas associadas ao transporte dessa energia.

Inicialmente e para curtas distancias, até 55-70 Km da costa, foram implementados sistemas de transmissão de Alta Tensão em Corrente Alternada (HVAC), no entanto, para longas distancias, a grande desvantagem deste tipo de tecnologia são as perdas provocadas pelo aumento considerável de potência reativa nos cabos[2]. No caso da transmissão de alta tensão em corrente continua

(HVDC), para além de usar menos cabos, 2 em ligação bipolar DC em vez de 3 numa ligação AC, não se verifica o efeito pelicular da corrente, principal responsável pela aumento da resistência nos cabos de corrente alternada, diminuindo assim as perdas [3].

Apesar de os sistemas HVAC continuarem a ser a tecnologia mais utilizada até à data, nestes últimos anos, e com os avanços dos sistemas de eletrónica de potência, os sistemas de transmissão de alta tensão em corrente contínua (HVDC) tornaram-se uma solução bastante mais interessante.

Surgem inicialmente os conversores HVDC-LCC (*Line Commutated Converter*), baseados em válvulas de tirístores, que podendo fornecer serviços de controlo de tensão (acoplado um dispositivo STATCOM), é uma solução interessante mas limitada pelo fato de necessitar de potência reativa para as válvulas e gerar harmónicos para o circuito. A mais recente tecnologia, HVDC-VSC (*Voltage Source Converter*), com conversores baseados em IGBTs em serie, contribuem para a estabilidade do sistema uma vez que para além de possuírem já controlo de tensão, podem ainda controlar a injeção ou consumo de energia reativa, tornando-se assim os conversores mais interessantes no mercado[2].

Com as soluções de conversores HVDC surgem então as primeiras redes de transmissão deste tipo. Soluções de redes ponto-a-ponto HVDC começaram a ser estudadas e implementadas, mostrando-se soluções interessantes para interconexão de duas redes AC assíncronas, no entanto tem diversas limitações ao nível de confiabilidade e flexibilidade. Alternativamente, estão sendo estudadas soluções de redes Multi-terminal DC (MTDC) para futura implementação em parques eólicos *offshore*. Soluções estas que trazem diversas vantagens de controlo e operação, possibilitando para além de uma maior fiabilidade e flexibilidade de operação, uma redução na perda de potência máxima[4].

Uma rede Multi-terminal HVDC necessita de uma arquitetura de referência por forma a disponibilizar funcionalidades avançadas de controlo da sua operação para a estreita ligação com os parques eólicos *offshore* (PEO) e os Operadores da rede de Transporte (ORT) aos quais se liga. Devendo garantir os níveis de segurança na rede de transporte e as condições necessárias de estabelecimento com o mercado europeu de energia elétrica.

De fato, a larga implementação de energia eólica nas redes AC existentes trás problemas relacionados com a estabilidade para as redes de transporte ou distribuição a que se ligam. O aumento da produção descentralizada das fontes de energia renováveis, principalmente da energia eólica, quando não são controláveis, podem contribuir para variações nas tensões e correntes das redes a que se encontram ligadas. Por forma a responder a estes problemas, diversos códigos de rede foram sendo criados pelos ORT, em diversos países com forte integração de fontes de energia renovável.

No seguimento do objetivo europeu de criação de uma única rede elétrica de transporte pan-europeia, a associação de operadores de sistemas de transporte europeus (ENTSO-E - *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) criou um código de rede europeu, que pretende especificar os requisitos para conexão às redes AC de transmissão, aplicáveis a geradores. Este código tem por objetivo garantir a estabilidade e fiabilidade dos sistemas de transporte de energia existentes com a integração das novas fontes de energia renováveis.

Dado o papel preponderante que estas redes vão ter no futuro, para serem implementadas numa rede continental, é importantíssimo que uma rede MTDC seja capaz de fornecer certos serviços de sistema, tais como a Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão e capacidade de injeção de corrente reativa para efeitos de suporte de tensão à rede na sequência de defeitos [5]. Sendo então fundamental identificar soluções de controlo que permitam dotar as redes MTDC de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de aferir o seu desempenho em diversas condições de operação.

1.2 Objetivos da Dissertação

Com o desenvolvimento desta dissertação pretende-se inicialmente, caraterizar os princípios de funcionamento de uma rede HVDC. Pretende-se identificar a contribuição dos conversores para uma rede MTDC e os métodos de controlo que estes possibilitam. Para além dos conversores, pretende-se ainda identificar e caracterizar os restantes componentes de uma rede MTDC.

Depois de identificados e caracterizados os princípios de funcionamento de todos os componentes de uma rede deste género, importa identificar modelos dinâmicos que simulem os componentes de uma rede Multi-Terminal HVDC para implementação em ambiente *Simulink* - MatLab.

Com o objetivo de entender o problema em estudo, pretende-se identificar o impacto que a ocorrência de cavas de tensão em uma rede AC continental, pode provocar em uma rede MTDC a ela ligada. Após serem conhecidos estes problemas, resta identificar estratégias de operação e controlo da rede DC para dotar de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e explorando uma solução de controlo distribuída (sem recorrer a sistemas de comunicações).

Por fim, pretende-se então validar as estratégias de operação e controlo definidas para dar resposta ao problema, através de um sistema de teste.

1.3 Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, contextualizando todo o interesse do estudo desta dissertação, este documento contém mais 5 capítulos.

No capítulo 2, são apresentadas as soluções existentes para transmissão de energia em ambiente *offshore*. Começa-se então por fazer uma contextualização inicial dos sistemas de produção eólica em Portugal, na Europa e no Mundo. As soluções *offshore* e os tipos de aerogeradores existentes. Faz-se ainda uma análise às tecnologias de transmissão HVAC e HVDC baseada em conversores LCC e VSC para aplicação em redes MTDC.

O capítulo 3 pretende expor a modelização utilizada dos vários componentes de uma rede Multi-Terminal HVDC baseada em conversores VSC (*Voltage Source Converters*). Modelos dinâmicos do circuito DC, conversores HVDC-VSC *onshore* e *offshore*, parques eólicos *offshore* e redes AC *onshore* são apresentados neste capítulo.

A análise ao comportamento de uma rede MTDC como resposta a um defeito ocorrido na rede AC à qual se encontra ligado, bem como as soluções possíveis para controlar esses problemas são apresentadas no capítulo 4.

O capítulo 5 apresenta então o caso em estudo desta dissertação, aqui será possível consultar a rede em teste e os resultados e soluções obtidos da simulação realizada em ambiente Simulink-MatLab.

E por fim é então feita então uma análise conclusiva dos trabalhos efetuados e uma visão para trabalhos de futuro interesse no capítulo 6.

Capítulo 2

Soluções para a Transmissão de Energia em Ambiente *Offshore*

2.1 Introdução

O presente capítulo pretende contextualizar o trabalho efetuado, sendo expostos os resultados mais relevantes da pesquisa bibliográfica realizada no âmbito da realização desta dissertação.

O capítulo inicia com uma análise contextual à energia eólica na secção 2.2, analisando a situação da Europa e do mundo em relação a esta fonte de energia renovável, do estado de Portugal em relação a esta matéria e da sua implementação ambiente *offshore*. Assim como as tecnologias de geradores existentes para soluções eólicas.

Segue-se uma análise a três tecnologias para transmissão de energia de parques eólicos *offshore* para terra. As tecnologias apresentadas nas secções 2.3 e 2.4 são:

- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission* - HVAC);
- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores com comutação natural de linha (*High Voltage DC using Line Commutated Converters* - HVDC-LCC);
- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores de comutação forçada – Conversores Fonte de Tensão (*High Voltage DC using Voltage Source Converters* - HVDC-VSC).

Por fim, a secção 2.5 busca explorar um novo conceito de aplicação destas tecnologias, mais propriamente dos sistemas de transmissão HVDC-VSC, que devido às suas capacidades de controlo permitem a idealização e desenvolvimento de redes Multi-Terminais HVDC (MTDC), beneficiando assim a flexibilidade deste tipo de sistemas de transmissão.

2.2 Contexto Histórico dos Sistemas de Produção Eólica

2.2.1 Energia Eólica na Europa e no Mundo

A energia do vento foi das primeiras a ser explorada, assim como a energia da água e a da madeira para produção de calor. Posteriormente com a revolução industrial, o carvão, o petróleo, o gás e o nuclear foram substituindo estas fontes tradicionais. Mais recentemente, pela década de 70 e com a crise petrolífera, as energias renováveis ressurgem com a necessidade de assegurar uma alternativa viável ao fornecimento de energia por parte dos combustíveis fósseis e de implementar uma nova consciência ambiental[6].

A energia eólica é uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, uma tecnologia madura e já bastante implementada em todo mundo, mas principalmente no continente europeu e nos EUA e na China. O seu crescimento na Europa e no mundo tem sido significativo conforme demonstra a figura 2.1 [7].

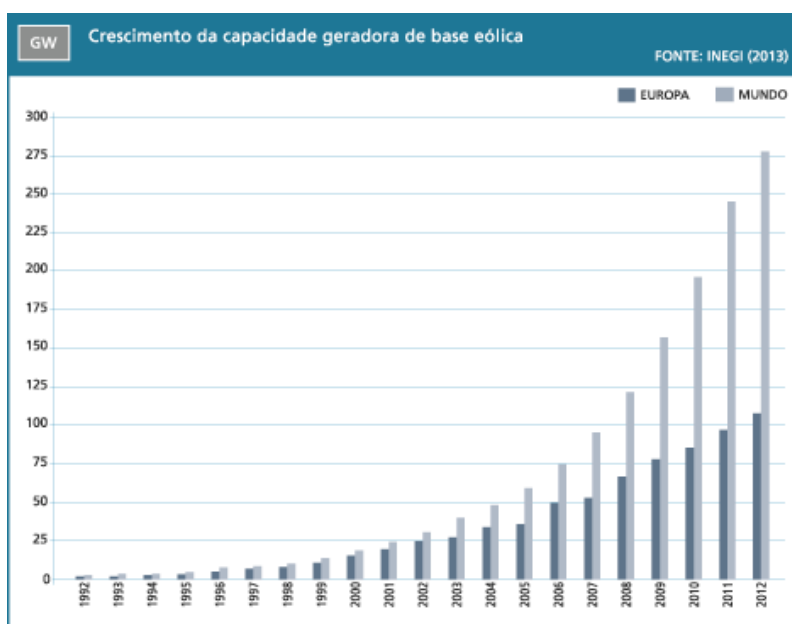


Figura 2.1: O Crescimento Exponencial da Energia Eólica na Europa e no Mundo, adaptado de [7].

Relativamente ao panorama europeu, Alemanha e Espanha em 2010 lideravam a corrida por um futuro sustentável recorrendo à energia eólica, conforme demonstra a figura 2.2[8]. Parques eólicos já são paisagem habitual na maior parte dos países europeus.

A capacidade de produção eólica na Europa no final de 2010 era de aproximadamente 80 GW, sendo objetivo europeu atingir os 230 GW até 2020 (190 GW *onshore* e 40 GW *offshore*) e os 400 GW até 2030 (250 GW *onshore* e 150 GW *offshore*). Pretende-se com estes investimentos garantir que cerca de 22,9% da energia produzida seja de origem eólica em 2020 e de 36% em 2030[8].

Segundo os dados da Rede Elétrica Nacional (REN), apesar do decréscimo na construção de novos parque eólicos devido à crise financeira, Portugal possuía 4194 MW de capacidade eólica instalada em 2012 conforme se pode verificar na figura 2.3.

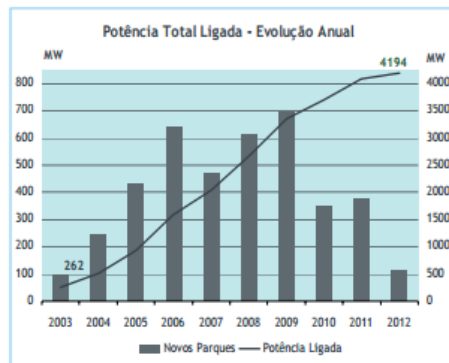


Figura 2.3: O Crescimento da Capacidade Energia Eólica instalada em Portugal, adaptado de [9].

Estes valores correspondem a 20% da potência total ligada ao sistema elétrico nacional, colocando assim o país no segundo lugar mundial em percentagem de energia consumida que provém de energia eólica, apenas ultrapassada pela Dinamarca[9].

Em 2013, na última alteração ao Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis (PNAER), realizada pela presidência do conselho de ministros, prevê que até 2020 a capacidade de produção eólica aumente para os 5300 MW sendo 25 MW instalados *offshore* [10] .

2.2.3 Energia Eólica Offshore

Relativamente aos parque eólicos *offshore*, estes representarão uma quota parte crescente da potência eólica instalada. Prevê-se que em 2020 cerca de 40 GW de potência seja instalada *offshore* na Europa [8]. No Mar do Norte será a localização da maioria destes parques eólicos *offshore*. Uma super-rede poderá ser construída por forma a interligar países vizinhos, conforme previsto pela EWEA (*European Wind Energy Association*) e se pode verificar na figura 2.4 [11].



Figura 2.4: Previsão para 2030 do desenvolvimento da rede *offshore* na Europa, adaptado de [11].

Segundo o reporte de 2012 da EWEA, 12 países em todo mundo possuem parques eólicos *offshore*, sendo que 90% encontravam-se instalados na Europa, 55 parques eólicos *offshore* distribuídos por 10 países, um total de 1662 turbinas e uma capacidade de 4995 MW de potência instalada. Os restantes encontram-se na China e no Japão conforme se pode verificar na figura 2.5.

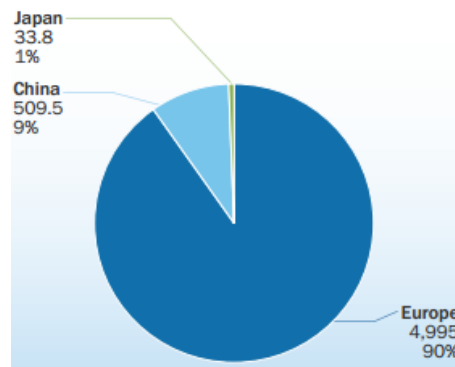


Figura 2.5: Distribuição da produção eólica offshore implantada no Mundo, adaptado de [12].

De salientar que o país que mais contribuiu para este crescimento nos últimos anos foi o Reino Unido com 2948 MW instalados em 870 turbinas, seguido pela Dinamarca com 921 MW instalados e 416 turbinas eólicas[12]. A figura 2.6 representa então esta distribuição em MW.

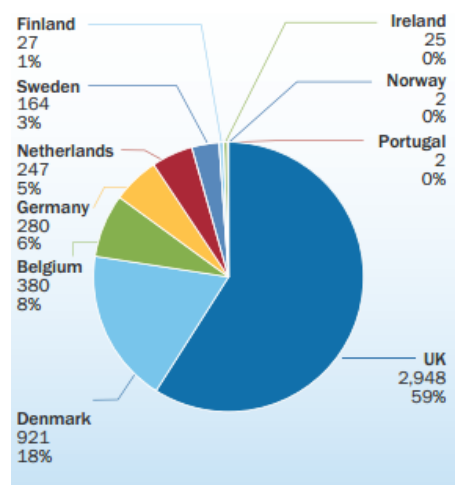


Figura 2.6: Distribuição da produção eólica *offshore* pelos países europeus com o recurso implementado em MW, adaptado de [12].

Portugal, apesar da enorme expansão de parques eólicos, estes são praticamente todos *onshore*, possuindo apenas uma turbina implementada em ambiente *offshore* com uma potência instalada de 2 MW. Este fraco investimento *offshore* deve-se ao fato de a plataforma continental portuguesa ser bastante pequena, fazendo com que a profundidade das águas aumente significativamente e muito perto da costa, ao contrario do que se verifica por exemplo no Mar do Norte. Este fato, aliado à ondulação do Oceano Atlântico (muito superior ao Mar do Norte), faz com que seja muito difícil instalar turbinas eólicas *offshore* normais, cujas fundações estão no fundo do mar.

Por forma a responder a este problema, a EDP em parceria com a empresa "Vestas"(empresa dinamarquesa de turbinas eólicas) construiu um novo tipo de plataforma flutuante através do projeto denominado "Windfloat". Este protótipo encontra-se instalado a 5km da costa do norte Português, mais propriamente na Aguçadoura e com uma capacidade de 2 MW. O esquema deste projeto é baseado na indústria petrolífera e baseia-se num triângulo, com a turbina eólica inserida num dos seus vértices. A plataforma é semi-submersível, como podemos verificar na figura 2.7 , de modo a garantir a estabilidade [13].



Figura 2.7: Esquema do projeto “Windfloat”, adaptado de [13].

Nesta linha de ação de Portugal, prevê-se que entre 2019 e 2020 exista uma capacidade de 27 MW de potência instalada em parque eólicos *offshore* [13].

2.2.4 Tecnologias de Geração Eólica

Relativamente à tecnologia de aerogeradores utilizados em parque eólicos *offshore*, são habitualmente geradores de velocidade variável por forma a extrair o máximo de energia do vento. Atualmente existem três que se destacam, Geradores Duplamente Alimentados (DFIG - *Double Fed Induction Generator*), Geradores de Indução em Gaiola de Esquilo (SCIG - *Squirrel Cage Induction Generator*) e Geradores Síncronos de Ímanes Permanentes (PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*).

Os aerogeradores DFIG são amplamente usados em energia eólica, possuindo hoje em dia cerca de 50% do mercado. Este tipo de geradores de velocidade variável, têm habitualmente os conversores de potência ligados por anéis deslizantes ao rotor e, para possuir um intervalo de velocidade limitada, são tipicamente classificados em frações de 30% da potência nominal do gerador. Apesar de ser uma tecnologia bastante fabricada pelas grandes empresas de turbinas eólicas, a incapacidade de prestar suporte em caso de falha do lado da rede, limitam a sua utilização o futuro.

Relativamente aos geradores do tipo SCIG, a robustez e simplicidade fizeram deste gerador um dos mais populares. Ao contrário dos geradores DFIG, tem a grande vantagem de não precisar de escovas, pelo que necessita de menor manutenção. No entanto, para além de não permitir trabalhar em velocidade variável, necessitam de conversores *back-to-back* para se ligarem à rede e controlar a potência de curto-circuito. Estas limitações fazem com que este tipo de gerador não seja usado frequentemente nas turbinas eólicas.

Quanto aos aerogeradores PMSG, são considerados atualmente a tecnologia mais promissora para sistemas de energia eólica. Com a excitação a ser dada pelos ímanes permanentes, estes aerogeradores são equipados por um sistema de conversores de potência FSC (*Full Scale Converter*) com *Chopper* DC incorporado. Apesar de ser mais caro, pesado e maior em tamanho que os geradores DFIG, os PMSGs são mais eficientes e necessitam de menor manutenção, devido a não possuírem escovas nem engrenagens, o que em ambiente *offshore* é uma enorme vantagem [14].

As diversas vantagens que este tipo de aerogerador trás a nível de controlo para os parques eólicos *offshore*, levou a que fosse escolhido para o estudo desta dissertação. A figura 2.8 representa o esquema unifilar simplificado de um aerogerador deste tipo [15].

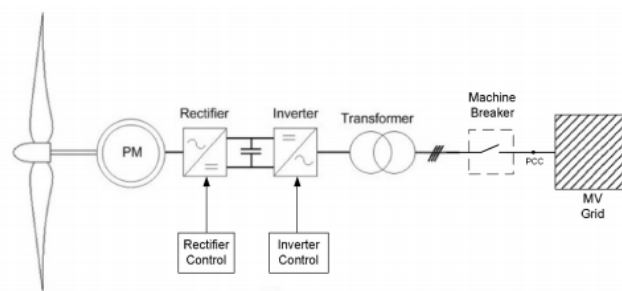


Figura 2.8: Esquema unifilar simplificado de um aerogerador do tipo PMSG, adaptado de [15].

2.3 Sistemas de Transmissão em Alta Tensão e Corrente Alternada (HVAC)

2.3.1 Tecnologia de Transmissão HVAC

A transmissão em alta tensão e corrente alternada, é até hoje o modo mais comum de transmissão de energia elétrica dos parques eólicos *offshore*. Semelhante à comum configuração de transmissão de energia em terra, um sistema de interligação HVAC de um parque eólico *offshore* à rede AC continental é exemplificado na figura 2.9 [16].

Estes sistemas de transmissão baseado na tecnologia HVAC são compostos pelos seguintes componentes:

- Cabo submarino HVAC XLPE com três almas condutoras.
- Subestação localizada em *Offshore*.
- Subestação localizada em *Onshore*.

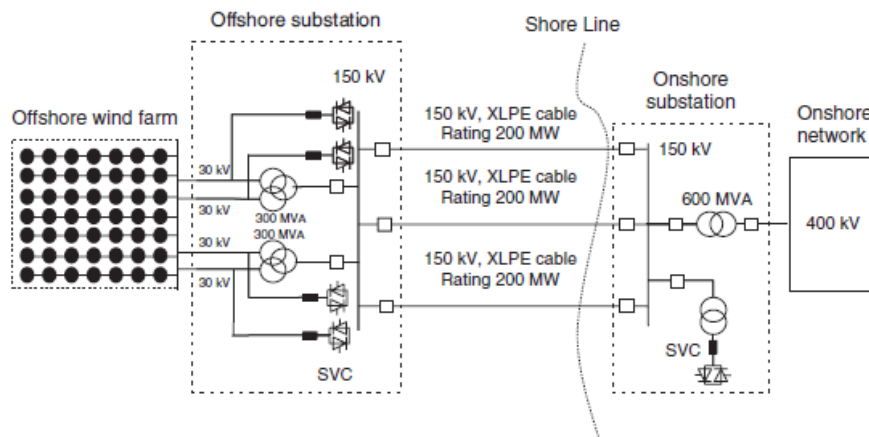


Figura 2.9: Configuração básica de um parque eólico de 600MW com uma solução de transmissão em corrente alternada HVAC. Nota: SVC - *static VAR compensator*; XLPE - *isolamento em polietileno*, adaptado de [16].

No caso da transmissão em curta distância (perto da costa), é possível que nem o transformador *offshore* nem os compensadores *offshore* e *onshore* sejam necessários [17].

2.3.1.1 Cabos HVAC

Os cabos submarinos HVAC são constituídos por 3 condutores isolados em XLPE (polietileno reticulado) e um condutor de comunicação de fibra ótica [18]. Como exemplo fica a representação de um cabo submarino HVAC na figura 2.10 [19].



Figura 2.10: Cabo Submarino HVAC XLPE, adaptado de [19].

De referir que os cabos, como se pode ver na figura 2.10, para além de isolamento em polipropileno, são compostos por uma armadura em cabo de aço que envolve todos os condutores e tem a função de os proteger das agressões externas.

2.3.1.2 Subestações *offshore* e *onshore*

Quanto às subestações, ambas estão dotadas de transformadores. A transformação *offshore* é responsável pela elevação dos níveis de tensão tipicamente baixos dos parques eólicos para um nível de tensão ótimo para o transporte da energia.

Este nível de tensão ideal de transporte varia consoante a distância da interligação e com a existência ou não de compensação em ambas as subestações. A figura 2.11 ilustra essa relação.

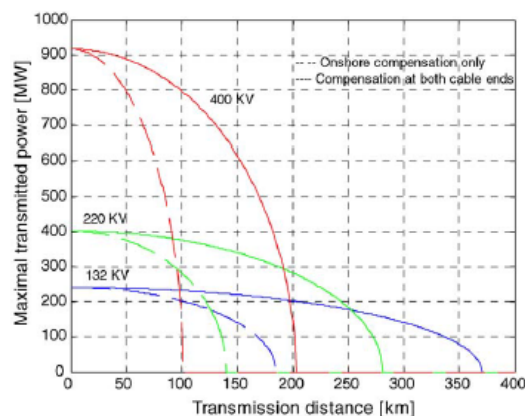


Figura 2.11: Capacidade de transmissão de diferentes cabos de transmissão HVAC para três níveis de tensão, 132, 220, 400 kV, adaptado de [2].

Como se pode verificar, a distância crítica para este tipo de instalação será aproximadamente 370 km para o cabo de 132 kV, 281 km para o cabo de 220 kV e de 202 km para a transmissão a 400 kV. Pode-se ainda observar que a partir dos 55-70 km, como referido anteriormente, existem perdas significativas de potência ativa, tornando a solução desinteressante [2].

Efetivamente, a produção de potência reativa é o principal fator penalizador desta tecnologia. O aumento da distância provoca um aumento da potência reativa gerada nos cabos AC, originando assim desequilíbrios na tensão de ambos os terminais. Sendo para isso necessária a instalação de condensadores, para responder a este problema. Por outro lados, para curtas distâncias da costa, 55-70 km, a tecnologia HVAC é, em geral, a solução com menores perdas.

Quanto ao transformador *offshore*, deverá ser instalado numa plataforma, onde serão também instalados dispositivos de compensação de potência reativa, referidos anteriormente, e outros instrumentos de proteção e instrumentação. Dado o tamanho desta plataforma conforme se pode observar o exemplo da figura 2.12, trata-se de um enorme investimento. Relativamente ao transformador *onshore*, deverá estar instalado numa subestação em terra e terá equipamento idêntico à subestação *offshore* [17].

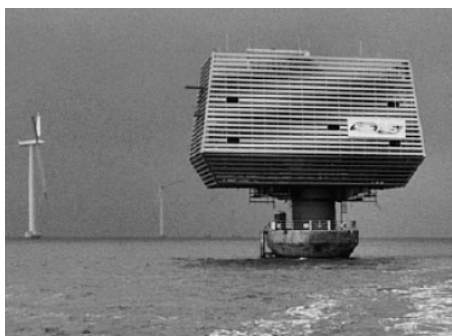


Figura 2.12: Subestação transformadora *offshore* Nysted, sul da Dinamarca, adaptada de [17].

Quanto à subestação *onshore*, como já referido, caso exista necessidade de ajuste dos níveis de tensão para a interligação com a rede continental, poderá ser instalado também um transformador.

2.4 Sistemas de Transmissão em Alta Tensão e Corrente Contínua (HVDC)

2.4.1 Tecnologias de Transmissão HVDC

A transmissão em alta tensão e corrente contínua (HVDC) é a mais recente alternativa à transmissão HVAC. Com a evolução da eletrônica de potência nas últimas décadas, este tipo de tecnologia tem vindo a crescer e a mostrar-se uma ótima aposta. Existem basicamente dois tipos de tecnologias de transmissão HVDC, baseada em conversores comutados de linha (LCC) ou em conversores fontes de tensão (VSC). Ambos os tipos de transmissões serão analisados em detalhe mais à frente.

Estes dois tipos de transmissão HVDC para ligação de um parque eólico *offshore* a uma rede AC continental, são compostos tipicamente por:

- Linha de transmissão DC;
- Estação Conversora *offshore*;
- Estação Conversora *onshore*;
- Sistemas de Proteção;

2.4.1.1 Análise de Componentes

Linha de Transmissão DC

Relativamente à linha/cabo de transmissão, existem varias configurações possíveis para ligações HVDC, dependendo se a ligação é monopolar, bipolar e ainda se tem ou não cabo de retorno. As duas configurações mais utilizadas, segundo [20], são:

- Configuração Monopolar

Configuração mais simples, representada na figura 2.13, geralmente com polaridade negativa, efetua o retorno por terra ou por água, podendo ser feito por um condutor metálico nos casos em que a terra tenha elevada resistividade ou quando existam estruturas metálicas próximas dos elétrodos terra. Solução usada para distancias muito longas e em particular para ligações marítimas muito distantes.

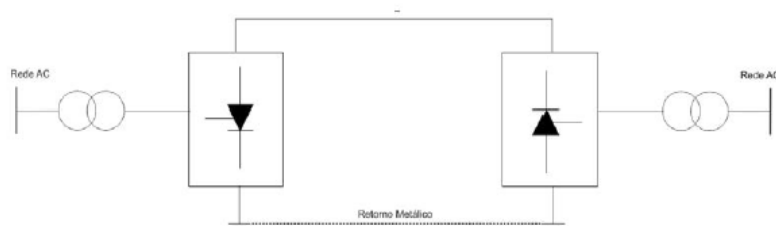


Figura 2.13: Configuração monopolar, adaptado de [20].

- Configuração Bipolar

Usada quando a capacidade de transmissão excede a de um polo, a configuração bipolar representada na figura 2.14, aumenta assim a capacidade de transmissão de energia da rede. Tem ainda a grande vantagem de durante uma falha ou operação de manutenção a um polo, poderá continuar a existir transferência de potência através do outro.

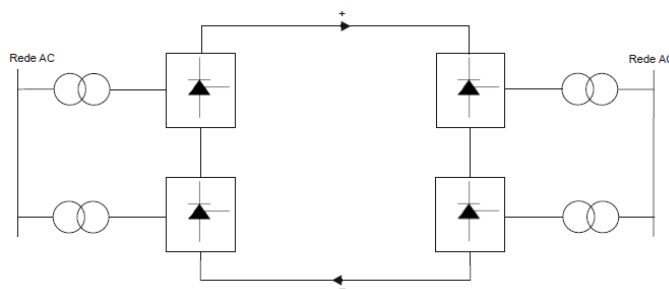


Figura 2.14: Configuração bipolar, adaptado de [20].

Este sistema é normalmente composto por 2 cabos condutores HVDC com polaridades opostas e um cabo de comunicação de fibra ótica. A solução mais usada como caminho de retorno é a terra mas pode ainda ser usado um condutor metálico [20].

Relativamente aos cabos condutores de ambas as configurações de transmissão de energia em sistemas HVDC, tratam-se de cabos idênticos aos utilizados em sistemas HVAC, com revestimento em XLPE e uma armadura metálica em aço para proteger de agressões externas. Estes cabos possuem ainda alta resistência química aos óleos e solventes. A figura 2.15 representa alguns exemplos deste tipo de cabos submarinos, no caso, produzidos pela empresa ABB [19].



Figura 2.15: Cabo submarino HVDC, adaptado de [19].

Um exemplo prático da aplicação deste cabo em ligação bipolar, é a ligação submarina entre a Estónia e a Finlândia que tem a capacidade de transportar até 350 MW com uma tensão de ± 150 kV, construída com o objetivo de interligar os países Bálticos e os países Nórdicos. Projeto da responsabilidade da empresa ABB [21].

Subestações Conversoras *offshore* e *onshore*

Quanto às subestações conversoras *offshore* e *onshore*, existem hoje em dia dois tipos, a subsecção 2.4.2 fará referência às subestações HVDC baseadas em conversores LCC. A subsecção 2.4.3 abordará as subestações HVDC baseadas em conversores VSC, componente em estudo nesta dissertação.

Sistemas de Proteção

De referir ainda que o principal obstáculo desta tecnologia são os sistemas de proteção. Em transmissão em corrente alternada, é fácil responder a situações de curto-circuito pois é possível aproveitar a passagem da corrente por zero para efetuar a abertura dos disjuntores. Em corrente continua isso não é possível pelo que a solução até à poucos anos atrás passava por colocação dos disjuntores do lado AC não protegendo os conversores em caso de defeito do lado DC [20].

No passado ano de 2012 a empresa ABB anunciou ao mundo que desenvolveu o primeiro disjuntor para transmissão em HVDC, sem divulgarem muito acerca da eletrónica de potência utilizada. Por se tratar de um projeto inovador, garantem que o equipamento combina mecanismos rápidos com eletrónica de potência e serão capaz de interromper fluxos de corrente equivalentes à saída de uma grande central de produção em menos de 5 milissegundos, 30 vezes mais rápido que o piscar de um olho humano [22].

2.4.1.2 Vantagens e Desvantagens da Tecnologia HVDC

A opção pela utilização de transmissão de energia com sistemas HVDC demonstra apresentar diversas vantagens em relação à transmissão em HVAC, tais como apresenta [23]:

- Ausência de elementos capacitivos e indutivos nos cabos permite maior capacidade de transmissão de energia e maiores distancias;
- Possibilidade de realizar interligação entre duas redes AC assíncronas;
- Menor número de cabos necessários para transmissão da mesma potência;
- Cada condutor pode ser operado como um circuito independente;
- Não contribui para a corrente de curto-circuito no sistema AC;

Por outro lado, estes sistemas de transmissão em alta tensão e corrente continua, trazem algumas desvantagens, nomeadamente:

- Conversores são caros;
- Conversores LCC e VSC geram harmónicos, obrigando assim a utilização de filtros, no entanto esta desvantagem é mais clarividente dos conversores LCC;

Efetivamente, a transmissão de energia recorrendo à tecnologia HVDC trás diversas vantagens a nível de controlo e operação, contribuindo assim para as condições de operação e controlo das redes AC a que se encontram ligadas.

2.4.2 Tecnologia de Transmissão HVDC-LCC

A primeira instalação de um sistema de transmissão HVDC usando conversores baseados em válvulas de tiristores, LCC, foi realizada em 1954, com o objetivo ligar a ilha Gotland à Suécia (96 km) com uma capacidade de transmitir 20 MW de potência a um nível de tensão de 100 kV. Desde então até aos dias de hoje tem vindo a ser implementada em inúmeros projetos de todo mundo.

Para além das vantagens e desvantagens enunciadas na subsecção anterior, esta tecnologia de transmissão possui outras duas limitações [16]:

- Incapacidade de contribuir para a recuperação do sistema em caso de colapso, sendo por isso necessário um sistema auxiliar para esse fim;
- Impossibilidade de controlar individualmente a potência ativa e reativa;

A figura 2.16 pretende exemplificar um sistema de transmissão HVDC-LCC com a representação de todos os seus componentes.

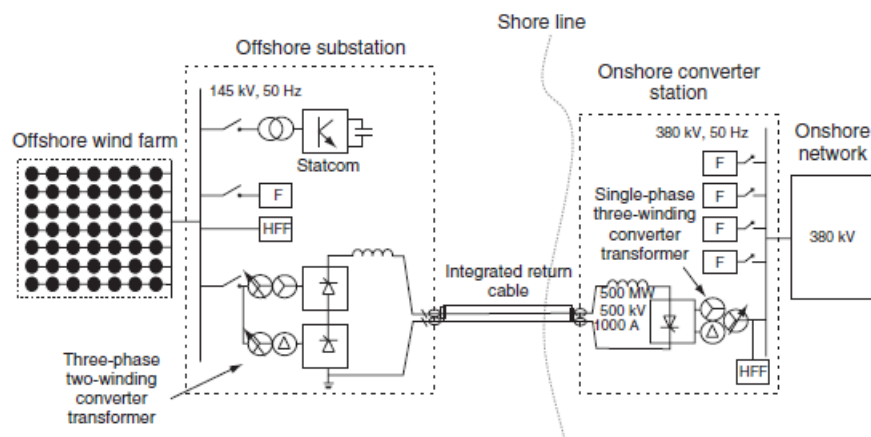


Figura 2.16: Sistema de Transmissão HVDC-LCC, adaptado de [16].

Detalhadamente, os principais componentes de um sistema deste tipo são [2]:

- Filtros AC e DC;
- Transformador;
- Válvulas (tiristores);
- Bobinas de Alisamento;
- Banco de condensadores ou STATCOM;
- Cabo de corrente contínua com caminho de retorno integrado;
- Serviço auxiliar de alimentação;
- Dispositivos de controlo e proteção;

2.4.2.1 Análise de Componentes

Filtros AC e DC [17]

Os filtros AC têm a função de absorver as correntes harmônicas gerados pelo conversor HVDC e assim reduzir o impacto dos mesmos na rede AC. Este filtros fornecem ainda energia reativa à estação conversora.

Quanto aos filtros DC são utilizados para evitar que os harmônicos da tensão do lado DC provoquem uma corrente AC sobreposta à corrente DC na linha de transmissão.

Transformador [17]

Na transmissão com sistemas HVDC-LCC são usados dois transformadores, um *offshore* e outro *onshore*. Estes transformadores tem como função, assim como nos sistemas HVAC, ajustar os níveis de tensão para um valor adequado para a transmissão (*offshore*) e ajustar os níveis de tensão para conexão à rede AC continental (*onshore*). Para além desta regulação da tensão, os transformadores têm ainda a função de eliminar algumas componentes contínuas da corrente que entra nas válvulas e eliminar alguns harmônicos permitindo reduzir o tamanho dos filtros. Para isso, a sua ligação em *offshore* é feita em estrela/estrela e estrela/triângulo. Em *onshore* as ligações são efetuadas em estrela/estrela e triângulo estrela.

Válvulas Tirístores [17]

As válvulas de tirístores são o componente mais importante na estação conversora uma vez que são elas as responsáveis pela conversão AC/DC e vice-versa. Este elemento de um conversor consiste em um dispositivo controlado eletronicamente que apenas permite a passagem da intensidade de corrente no sentido ânodo-cátodo, tal como representado na figura :

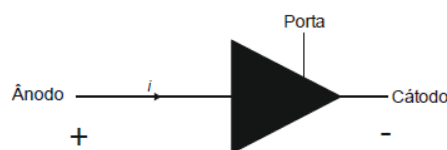


Figura 2.17: Símbolo de uma Válvula (tiristor).

A válvula só conduz se a tensão ânodo-cátodo for positiva e se for aplicada uma tensão positiva à porta, relativamente ao cátodo. Se a tensão for negativa a válvula bloqueia a condução.

Para operar as válvulas de tirístores é necessária potência reativa. Por esta razão, os filtros e os bancos de condensadores são usadas, mas o uso de STATCOMs também é considerada.

Bobinas de Alisamento [17]

As bobinas de alisamento são caracterizadas por possuir uma elevada indutância e são ligadas em série com cada polo. Tem como função prevenir falhas de comutação nos inversores e limitar a corrente de curto-circuito.

Banco de Condensadores e STATCOM [17]

Dado que as válvulas necessitam de potência reativa, como referido anteriormente, é necessário incluir no projeto bancos de condensadores ou STATCOMs por forma a garantir o equilíbrio de energia reativa. Bancos de condensadores consistem em ter condensadores ligados em paralelo com o transformador, dimensionados de acordo com as necessidades. Os dispositivos STATCOMs utilizam a tecnologia de fontes de tensão (VSC) e permitem melhorar o funcionamento uma vez que podem gerar ou consumir potência reativa.

Serviço auxiliar de alimentação [17]

Os serviços auxiliares tem como objetivo fornecer energia às válvulas quando é iniciada a transmissão, depois de uma interrupção devido a uma manutenção ou falha técnica. Estes fornecem ainda energia ao serviço de refrigeração, controlo e proteção quando os parques eólicos se encontram desligados da rede principal.

Subestação *Offshore* [17]

Resta salientar que nunca foi construída nenhuma plataforma *offshore* para albergar um conversor LCC e todos os seus componentes. Isto deve-se ao fato do tamanho geral de uma estação conversora LCC ser bastante superior ao tamanho de uma estação transformadora HVAC, tornando um projeto extremamente dispendioso.

2.4.2.2 Perdas de um Sistema HVDC-LCC

Através de um estudo realizado em [2] considerando dois parques eólicos de 500 MW e 1000MW, são analisadas as perdas para quatro distâncias, 50, 100, 150 e 200 Km. Verifica-se que a maior parte das perdas do sistema ocorrem nos conversores. Relativamente às perdas nos cabos DC, não aumentam de forma significativa com a distância, ao contrário do que acontecia com a solução HVAC. Segundo teste efetuados em [2], num sistema bi-terminal HVDC-LCC, cerca de 80% das perdas são da responsabilidade dos conversores e apenas 20% das perdas devem-se aos cabos DC. A figura 2.18 ilustra uma comparação das perdas em função da distância e da potência dos parques entre a tecnologia HVAC e HVDC-LCC.

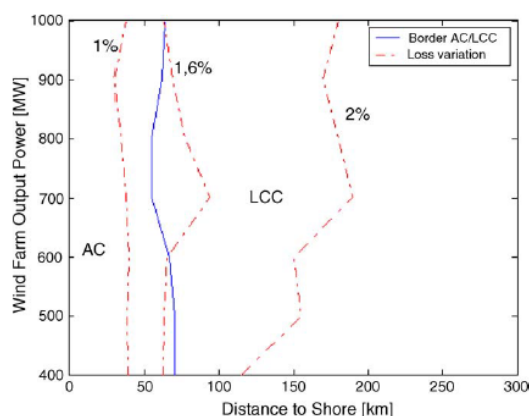


Figura 2.18: Comparação HVAC-HVDC LCC para diferentes parques eólicos (500–1000MW) e diferentes distâncias à costa (0–200 km), considerando a velocidade média do vento de 9 m/s, adaptado de [2].

2.4.3 Tecnologia de Transmissão HVDC-VSC

A tecnologia HVDC baseada em conversores VSC tem vindo de ano para ano captando cada vez mais atenção, sendo comercializada pela empresa ABB com o nome HVDC *lighth* e pela Siemens pelo nome de HVDC *plus*. Como referido anteriormente, esta tecnologia só foi possível devido aos avanços dos últimos anos na eletrónica de potência, mais propriamente com o desenvolvimento dos IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), que permitem aos sistemas VSC realizar modulação de largura de impulso (PWM), algo que os conversores LCC baseados em tirístores não permitem.

Com o PWM é possível realizar um controlo rápido da potência ativa e reativa, conseguindo assim o seu desacoplamento, proporcionando ao conversor controlo independente da potência ativa e da potência reativa.

O primeiro sistema HVDC-VSC foi instalado na ilha Gotland na Suécia com o objetivo de dar suporte de tensão à grande quantidade de parques eólicos instalados a sul da ilha. A linha tem 70 km ligando a ilha de norte a sul, foi instalado em 1999 e tem a capacidade de transmitir 60 MVA a uma tensão bipolar de 80 kV [16].

A transmissão de energia utilizando uma tecnologia HVDC-VSC, para além das vantagens da transmissão em corrente contínua e das vantagens da tecnologia HVDC-LCC, apresenta ainda os seguintes benefícios [2] [17] [24]:

- Controlo independente da potência ativa e reativa;
- Capacidade de realizar *black-start*;
- Não necessita de banco de condensadores ou STATCOM;
- Fácil controlo do nível de tensão DC;

- Fácil implementação em redes multi-terminal devido à polaridade no lado DC ser igual no modo retificador e inversor. Nos conversores LCC, para reverter o fluxo de potência é preciso reverter polaridades.
- Permite operação mesmo com baixa potência;
- Necessita de menos filtros que a tecnologia HVDC-LCC;
- Conversor mais pequeno do que o baseado em LCC;

No entanto, esta tecnologia apresenta ainda algumas limitações, nomeadamente:

- Devido aos IGBTs, esta tecnologia, por enquanto, tem um custo mais elevado que o HVDC-LCC;
- Dada a elevada frequência da PWM, as perdas no conversor são maiores que a tecnologia HVDC-LCC;
- Atualmente, a potência máxima que se consegue transmitir com esta tecnologia é inferior a soluções baseadas em LCC, conforme se pode confirmar na tabela 2.1;

A figura 2.19 apresenta então um exemplo de um sistema de transmissão HVDC-VSC ligando um parque eólico *offshore* a uma subestação *onshore*.

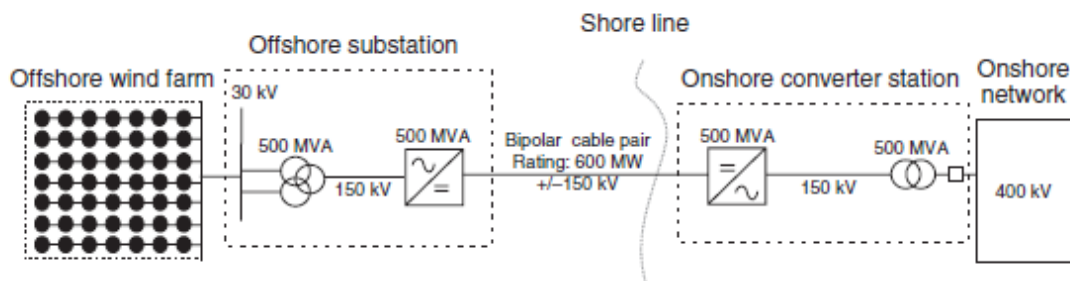


Figura 2.19: Sistema de Transmissão HVDC-VSC, adaptado de [16].

Assim sendo, um sistema destes é composto pelos seguintes componentes [2]:

- Filtros AC e DC;
- Transformador;
- Válvulas baseadas em IGBTs;
- Reactâncias do Conversor;
- Condensadores DC;
- Serviço auxiliar de alimentação;
- Cabos DC;

2.4.3.1 Análise de Componentes

Filtros AC e DC [17]

Os filtros AC tem como função eliminar o conteúdo harmónico da onda sinusoidal que pela utilização do PWM não é perfeita. Quanto aos filtros DC, tem a mesma função dos colocados na tecnologia HVDC-LCC, evitar os harmónicos de tensão DC.

Transformador [17]

O transformador para além da função de ajustar a tensão para conversão e transporte, proporciona ainda uma reactância entre o sistema AC e o conversor por forma a filtrar as componentes contínuas de corrente que possam ser injetadas na rede de corrente alternada.

Válvulas baseadas em IGBTs [25]

A estação conversora utiliza válvulas IGBT's, comutadas a altas frequências, na ordem dos 1-2 kHz. O alto valor de frequência de comutação dos IGBTs pode reduzir o número de harmónicas e, portanto, o número de filtros. No entanto, esta comutação em frequências mais elevadas provocará um aumento nas perdas de energia e a ineficiência do sistema.

A flexibilidade do IGBT, também faz com que seja possível bloquear a corrente injetada para a rede AC caso um curto-circuito seja detetado nessa rede, e assim evitar danos para o conversor. Efetivamente, ocorrendo um curto-circuito do lado AC de um conversor HVDC baseado em IGBT's, este tem a capacidade de limitar a corrente que alimenta o defeito e ao mesmo tempo garantir a integridade do conversor.

Reactâncias do Conversor [26]

A reactância do conversor é um componente importantíssimo na tecnologia HVDC-VSC pois permite o controlo continuo e independente da potência ativa e reativa. Consiste em bobinas verticais sobre isoladores com armaduras para eliminar campos magnéticos criados fora do reator. As suas principais funções são as seguintes:

- Filtragem passa-baixo da PWM para obter a frequência desejada;
- Limitar as correntes de curto-circuito;
- Bloquear as correntes harmónicas obtidas com a frequência de comutação;
- Controlo de potência ativa e reativa;

Condensadores DC [26]

Relativamente aos condensadores DC, estes são bastante úteis para o funcionamento de um sistema HVDC-VSC, pois permitem:

- Armazenar energia temporariamente;
- Limitar as variações da tensão;

Serviço auxiliar de alimentação e cabos DC [17]

O serviço auxiliar de alimentação tem por objetivo alimentar o serviço de refrigeração, controlo e proteção quando os parques eólicos se encontram desligados da rede principal. Quanto aos cabos, é usado o mesmo tipo de cablagem dos sistemas de transmissão HVDC-LCC.

2.4.3.2 Perdas de um Sistema HVDC-VSC

Assumindo as mesmas condições aplicadas para a tecnologia HVDC-LCC, o artigo [2] faz uma análise às perdas de um sistema de transmissão HVDC-VSC. Podemos então verificar que mais uma vez as maiores perdas verificam-se nos conversores, e como referido anteriormente, as altas frequências de comutação do PWM, provocam um aumento das perdas em relação ao sistema de transmissão HVDC-LCC, tornando assim esta solução menos interessante a este nível.

2.4.4 Comparação entre Sistemas de Transmissão HVAC, HVDC-LCC e HVDC-VSC

Por fim, faz-se uma breve comparação entre as três tecnologias de transmissão. Uma análise económica realizada em [16], conclui na figura 2.20 a escolha ótima para cada combinação de potência-distância das tecnologias de transmissão.

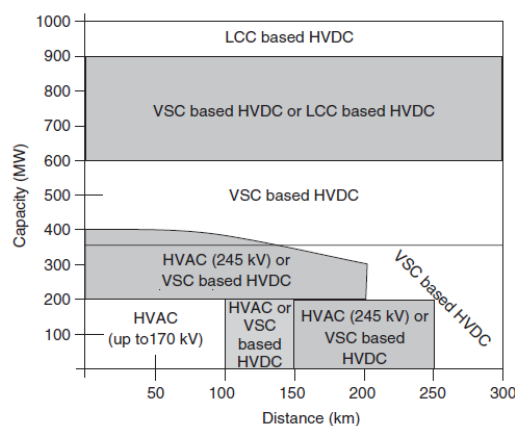


Figura 2.20: Escolha de tecnologia de transmissão para diferentes capacidades dos parques eólicos e distâncias a *onshore*, adaptado de [16].

A tabela 2.1 apresenta um resumo realizado por [16] em que é possível verificar quais as principais diferenças entre as três tecnologias.

Tabela 2.1: Comparação entre as tecnologias de transmissão HVAC, HVDC-LCC e HVDC-VSC para implementação em parques eólicos *offshore*, adaptada de [16]

| | Transmissão | | |
|---|------------------------------------|--|--|
| | HVAC | HVDC-LCC | HVDC-VSC |
| Capacidade disponível máxima por sistema | 200 MW a 150 kV 350 MW a 245 kV | 1200 MW | 350 MW; anunciado 800 MW |
| Nível de tensão | até 245 kV | até +-500 kV | +350 kV |
| Transmissão dependente da distância? | Sim | Não | Não |
| Perdas totais do sistema | Depende da distância | 2-3% - Não aumentando significativamente com a distância | 4-6% - Não aumentando significativamente com a distância |
| Capacidade de Black-start . | Sim | Não | Sim |
| Capacidade técnica para suporte de rede | Limitada | Limitada | Elevado leque de possibilidades |
| Existência de Subestações <i>offshore</i> em operação | Sim | Não | Sim |
| Necessidades de espaço para subestações <i>offshore</i> | Reduzidas | Dependente da capacidade - O conversor é de maiores dimensões que em VSC | Dependente da capacidade - O conversor é menor que em LCC mas maior que numa subestação HVAC |

Como se pode concluir a potência de transmissão e a distância à costa dos parques eólicos, são dois dos fatores mais importantes quando se pretende escolher economicamente entre as três tecnologias.

2.5 Redes HVDC Multi-Terminal (MTDC)

2.5.1 Enquadramento

Existem atualmente varias configurações possíveis para estes tipos de tecnologias de transmissão HVDC. Ligações ponto-a-ponto começaram a ser usadas para implementação dos parques eólicos *offshore*, caracterizando-se por ser uma ligação simples, peca por nao permitir manter conexão caso ocorra uma falha no circuito HVDC ou em algum dos conversores.

Com o aumento da integração de energia eólica em ambiente *offshore*, questões como a fiabilidade e flexibilidade destes sistemas tomam cada vez mais importância, algo que as redes multi-terminais podem fornecer. Segundo [27], a tecnologia HVDC-VSC é a ideal para a aplicação em uma rede multi-terminal de energia eólica *offshore*. Segundo os seus autores, a solução ótima será uma estrutura de controlo HVDC onde os conversores *offshore* são responsáveis pelo controlo da tensão AC da rede de parques e pela potência injetada pelos mesmos, enquanto que os conversores *onshore* ligados à rede continental ficam responsáveis por controlar a tensão da rede DC e a tensão da rede AC *onshore*.

Efetivamente, o fato de a tecnologia HVDC-VSC permitir realizar um controlo independente do fluxo de potência ativa e reativa na rede DC, controlar a tensão DC, e disponibilizar serviços auxiliares à rede AC *onshore*, como o controlo de frequência ou de tensão, fornecem uma maior flexibilidade e fiabilidade para o sistema elétrico a que se encontram interligadas estas redes [28].

Uma rede Multi-Terminal HVDC (MTDC) é constituída por diversos conversores, *offshore* e *onshore*, conectados entre eles através de uma rede HVDC, a figura 2.21 demonstra um esquema de uma rede multi-terminal HVDC baseada em conversores VSC.

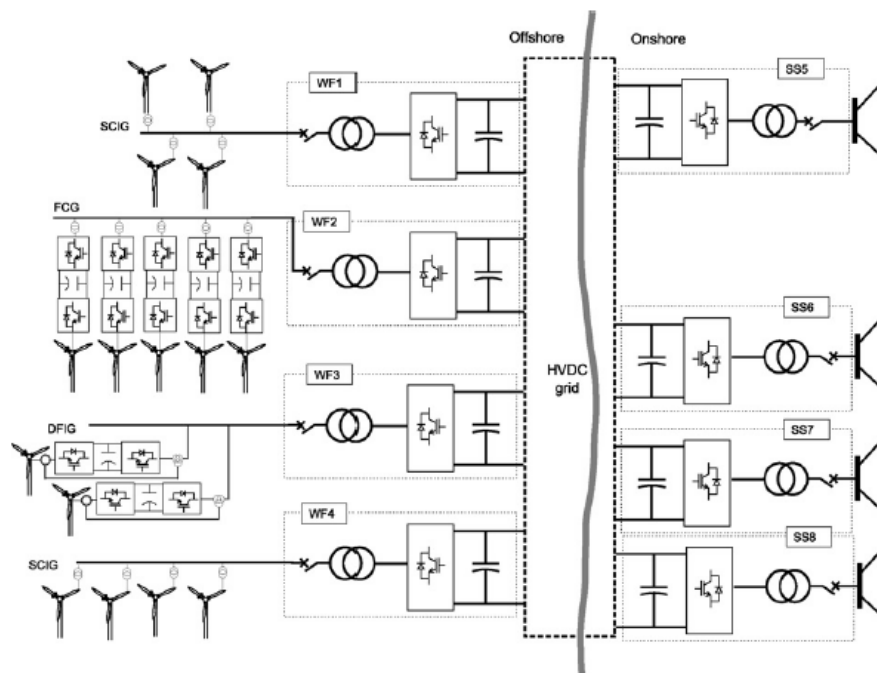


Figura 2.21: Rede Multi-Terminal HVDC-VSC, adaptado de [28].

Quando se pretende verificar a viabilidade de um projeto deste género diversos fatores tecnológicos e económicos deverão ser tidos em conta. Segundo [28], economicamente à que ter em conta fatores como por exemplo, o comprimento dos circuitos, número de disjuntores HVDC, necessidade de plataformas *offshore* e necessidade de comunicações rápidas. Quanto aos fatores técnicos, deve-se ter em conta a flexibilidade e redundância dos sistemas, falhas de operação a curto e longo prazo e ainda a utilização eficiente das linhas.

De extrema importância, os requisitos técnicos de integração a uma rede AC continental devem ser sempre cumpridos. Segundo o grupo britânico *Great Britain Security and Quality of Supply Standard (GB SQSS Group)*, uma ligação *offshore* a uma rede em terra deve garantir que [28]:

- A tensão DC deve ser controlada tanto em operação normal como durante um defeito;
- Na eventualidade de uma falha na rede AC *onshore*, o sistema deve ser capaz de prestar suporte à rede AC;
- No caso de uma falha numa linha ou conversor, o sistema deve assegurar que não há mudanças na potência fornecida à rede AC superiores a um determinado valor.

2.5.2 Topologias MTDC

Quando pensamos na ligação entre os vários conversores, várias topologias podem ser tidas em consideração. A artigo [28] faz uma análise a um leque variado de soluções, tais como, topologia em anel, em estrela, em estrela com anel central, topologia de parques eólicos em anel, subestações em anel. A tabela 2.2 apresenta uma breve comparação entre as topologias estudadas neste artigo.

Tabela 2.2: Comparação entre topologias MTDC para parques eólicos *offshore*, adaptada de [28]

| Topologia | Plataforma <i>offshore</i> | Comunicações | Flexibilidade | Redundância | Análise |
|------------------------------|----------------------------|--------------|---------------|-------------|--|
| Anel | Não | Sim | Bom | Bom | Flexível mas depende de alguns componentes para alimentação completa do sistema. |
| Estrela | Sim | Não | Pobre | Sim | Parques eólicos e subestações têm igual classificação, mas o seu ponto fraco é o nó central. |
| Parques eólicos em anel | Não | Sim | Bom | Bom | Permite isolar o circuito com defeito sem necessidade de perda de potência. |
| Subestações em anel | Não | Sim | Bom | Sim | Mesmas vantagens que topologia de parques eólicos em anel. |
| Subestações ligadas em linha | Não | Sim | Má | Sim | Mesmas vantagens que topologia de parques eólicos em anel. |

De salientar que muitas outras topologias podem ser implementadas, cada caso é um caso e a topologia ideal dever ser sempre estudada em particular.

2.6 Conclusões

Fazendo agora uma análise geral ao estado da arte, pode-se então concluir que o continente Europeu se tem destacado no estudo e implementação de sistemas de transmissão de energia em ambiente *offshore*. Sendo o velho continente responsável, em 2012, por cerca de 90% dos parques eólicos *offshore* instalados em todo mundo, 4995 MW de potência. De destacar o papel do Reino Unido neste âmbito, sendo eles os responsáveis por cerca de 54% de toda a potência eólica *offshore* instalada no mundo até 2012.

Quanto a Portugal, a plataforma continental é bastante pequena, o que leva a que não seja fácil a implementação de aerogeradores em ambiente *offshore*, cujas fundações se encontram no fundo do mar. Por forma a responder a este problema, foi referenciado neste capítulo o projeto "Windfloat", desenvolvido pela empresa EDP em parceria com a empresa de turbinas eólicas Dinamarquesa, Vestas.

Quanto às tecnologias utilizadas para a transmissão da energia produzida pelos parques eólicos *offshore*, o estudo bibliográfico efetuado conclui que apesar da tecnologia HVAC ser atualmente a mais utilizada, a evolução dos sistemas de eletrónica de potência nos últimos anos, tem vindo a valorizar cada vez mais a transmissão em corrente contínua. Estudos económicos e de perdas referenciados neste capítulo demonstram que para transmissões de longa distância, a transmissão em HVDC é a mais vantajosa. Para além disso, a transmissão em HVDC permite uma maior capacidade de transmissão graças à sua capacidade de transmissão em níveis de tensão mais elevados.

Com geração e cargas em corrente alternada, a transmissão em corrente contínua exige assim a instalação de estações conversoras *offshore* e *onshore*. É demonstrado neste capítulo que, as enormes potencialidades de controlo dos sistemas de transmissão HVDC baseados em conversores VSC, são uma mais valia para melhorar a fiabilidade das transmissões de energia ponto a ponto ou em redes MTDC. Disponibilizando um elevado leque de possibilidades de controlo por forma a disponibilizar serviços suporte às rede continentais às quais estes sistemas se encontram interligados.

Conclui-se por fim, que a implementação de redes Multi-Terminal HVDC para transmissão de energia e interligação de vários parques eólicos *offshore* e várias redes AC *onshore*, contribui para uma melhor flexibilidade de operação destes sistemas de transmissão de energia.

Capítulo 3

Modelização da Rede Multi-Terminal HVDC

3.1 Introdução

Como referido no capítulo anterior, na última década a tecnologia HVDC-VSC tem sido estudada em todo mundo. A sua aplicação em redes Multi-Terminais HVDC tem sido algo que tem estado em foco graças às suas capacidades de controlo individual de potência ativa e reativa, garantindo assim uma maior fiabilidade das redes MTDC.

Para se poder estudar as características de comportamento de uma rede MTDC é necessário identificar o conjunto de modelos representativos dos seus componentes para posteriormente se poder inferir a resposta do sistema face a determinadas perturbações. Com base nisso, será então possível desenvolver as estratégias de controlo mais adequadas ao problema identificado.

Este capítulo tem então como objetivo, abordar a modelização dos componentes de uma rede MTDC. Modelos dos circuitos DC, geradores eólicos, conversores *onshore* e *offshore* e da rede AC continental serão aqui apresentados. Será ainda feita uma abordagem às filosofias de controlo de uma rede Multi-terminal HVDC baseada em conversores VSC.

3.2 Modelos Dinâmicos dos Componentes da Rede Multi-Terminal HVDC-VSC

3.2.1 Modelo do Circuito DC

Os cabos DC são representados pelo seu esquema equivalente em π . Assim sendo, o circuito DC funciona como um grande capacitador na estação de conversão e um cabo DC [29]. A figura 3.1 representa o lado DC de uma ligação bipolar entre duas estações de conversão HVDC-VSC.

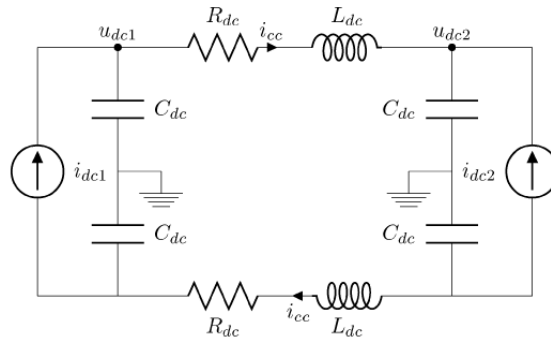


Figura 3.1: Circuito DC de uma ligação bipolar entre dois conversores HVDC-VSC, adaptado de [29].

Assim sendo, as equações que descrevem este tipo de ligação são as seguintes:

$$C_{dc1} \frac{du_{dc1}}{dt} = i_{dc1} - i_{cc} \quad (3.1)$$

$$C_{dc2} \frac{du_{dc2}}{dt} = i_{dc2} + i_{cc} \quad (3.2)$$

$$L_{dc} \frac{di_{cc}}{dt} = u_{dc1} - u_{dc2} - R_{dc} i_{cc} \quad (3.3)$$

Onde,

u_{dc_i} - Tensão DC no conversor i ;

i_{dc_i} - Correntes injetadas ou consumidas no conversor i ;

i_{cc} - Corrente no cabo DC;

C_{dc_i} - Capacidade equivalente no conversor i (paralelo da capacidade do cabo DC e conversor);

L_{dc} - Impedância do cabo DC;

R_{dc} - Resistência do cabo DC

A estas equações devem ser acrescentados então as equações de controlo de tensão DC que serão apresentadas mais à frente.

De forma a simplificar a representação do circuito DC para simulação, e admitindo que numa ligação bipolar, os polos de transmissão são o reflexo um do outro ligados a uma terra comum, pode-se admitir que duplicando os valores das capacidades, indutâncias e resistências dos cabos DC, pode-se representar um sistema bipolar em um sistema monopolar em que a tensão DC é igual a duas vezes a tensão de um polo. Esta simplificação pode ser observada na figura 3.2.

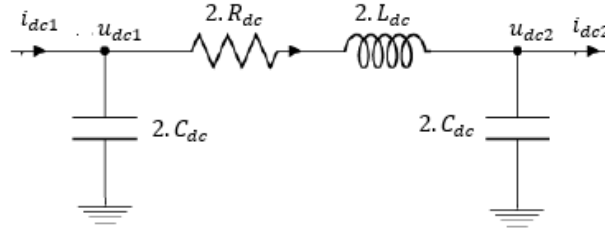


Figura 3.2: Circuito DC bipolar simplificado em um polo.

Esta simplificação vê-se representada, nas equações que definem este o circuito DC, da seguinte forma:

$$2.C_{dc1} \frac{du_{dc1}}{dt} = i_{dc1} - i_{cc} \quad (3.4)$$

$$2.C_{dc2} \frac{du_{dc2}}{dt} = i_{dc2} + i_{cc} \quad (3.5)$$

$$2.L_{dc} \frac{di_{cc}}{dt} = u_{dc1} - u_{dc2} - 2.R_{dc}i_{cc} \quad (3.6)$$

A estas equações devem ser acrescentados então as equações de controlo de tensão DC que serão apresentadas mais à frente.

3.2.2 Conversores HVDC-VSC

Independentemente da topologia da rede MTDC, os modelos dinâmicos dos conversores *onshore* e *offshore* são de fato a preocupação principal. Admitindo uma resposta rápida dos mesmos, podem ser modelados do ponto de vista da rede como uma fonte de tensão AC controlável.

Segundo [30], ao analisar o comportamento dinâmico de um sistema AC/DC, a modelação dos conversores pode ser baseada apenas nas suas funções de controlo, desprezando assim as trocas de transitórios, harmónicos e perdas dos conversores. Assim sendo, analise-se então as suas estratégias de controlo.

Estes conversores utilizam uma representação das três fases do lado AC em um sistema de referência rotativo com variáveis diretas (d) e de quadratura (q). Esta representação permite dotar os conversores HVDC-VSC de controlo independente de potência ativa e reativa.

3.2.2.1 Conversores HVDC-VSC Onshore

Relativamente aos conversores *onshore*, estes são responsáveis pelo controlo da tensão DC, medida nos condensadores DC. Com base no controlo da tensão DC, é então possível controlar o fluxo de potência ativa que transita ao nível do conversor *onshore*. O controlo do conversor é composto então por duas malha independentes para a potência ativa e reativa e modelado por malhas de controlo PI (proporcional-integral), conforme se pode verificar na figura 3.3 [4].

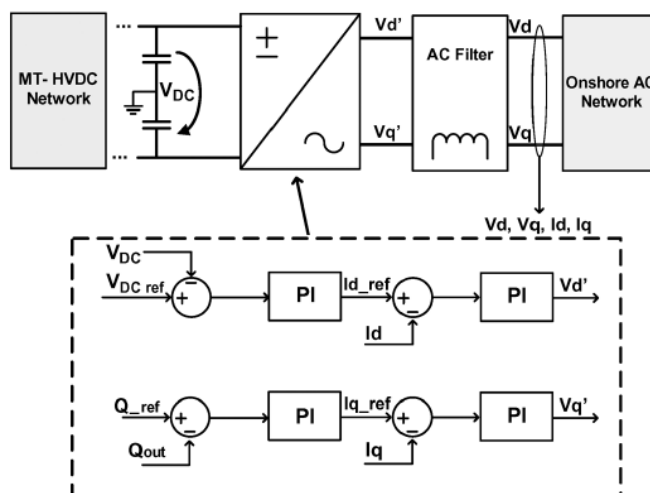


Figura 3.3: Malhas do controlo interno do conversor *onshore*, adaptado de [4]

Relativamente ao controlo de reativa podem ser seguidas duas abordagens:

- Controlo da potência reativa a partir de um fator de potência pré-definido (Opção utilizada nesta dissertação).
- Controlo da tensão AC terminal

A modelização do conversor HVDC-VSC deve então ser implementada a partir da referência síncrona d-q (eixo direto e em quadratura). Assim sendo, o erro gerado entre a tensão de referência e a tensão DC atual ($V_{DCref} - V_{DC}$) é usado para gerar a componente direta da corrente i_d . Da mesma forma, o erro gerado entre a potência reativa de referência e a potência reativa atual ($Q_{ref} - Q_{out}$) é usado para obter a corrente i_q . Tendo então as correntes diretas e de quadratura, é utilizado um controlo de corrente, baseado também em malhas de controlo PI para gerar as tensões de saída do conversor, V_d e V_q .

Finalmente, as tensões V_d e V_q são transformadas em tensão trifásica para o controlo PWM. Este controlo, para além de ter a capacidade de manter a tensão DC num valor de referência estipulado, permite ainda definir, através da potência reativa de referência Q_{ref} , definir o valor de potência reativa injetada ou consumida da rede[30].

Relativamente aos limites de transmissão de corrente dos conversores *onshore*, serão implementados blocos de saturação à saída dos controladores PI das correntes de referência direta e de quadratura. Esta saturação deverá ser definida de acordo com o valor nominal de operação.

3.2.2.2 Conversores HVDC-VSC Offshore

Quanto aos conversores HVDC-VSC *offshore*, estes são responsáveis controlar a tensão e frequência das redes AC dos parque eólicos *offshore* permitindo assim injetar a máxima potência dos parques para a rede HVDC. Assim como os conversores *onshore*, os conversores *offshore* são compostos com malhas de controlo PI. A figura 3.4 ilustra um exemplo de controlo *offshore*.

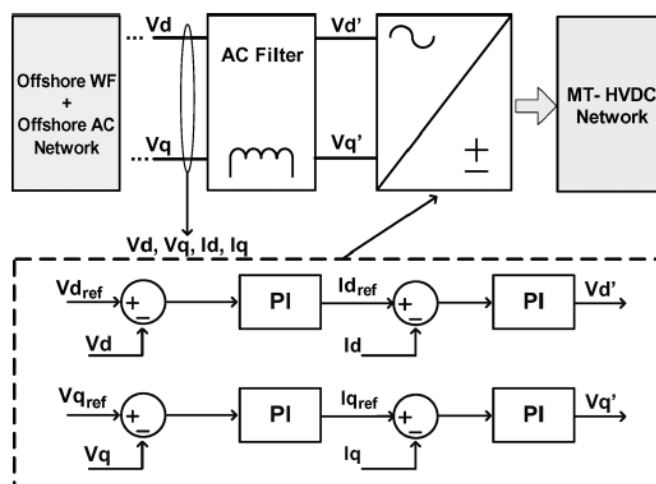


Figura 3.4: Malha do controlo interno do conversor *offshore*, adaptado de [4]

No controlo dos conversores *offshore*, as tensões de saída dos conversores, V_d' e V_q' , são obtidas analogamente aos conversores *onshore*, através dos erros de corrente e tensão atual em relação aos valores de referência. Estes conversores importam ainda os valores da frequência da rede AC dos parques eólicos *offshore*, podendo controla-la impondo uma frequência fixa ou de alcance variável [30].

De salientar que, apesar de este ser o modelo mais habitual para a modelização dos conversores HVDC-VSC *offshore*. Nesta dissertação foi adotado um modelo simplificado para estes conversores, assumindo que estes funcionarão como simples injetores de potência para a rede MTDC.

3.2.3 Parques Eólicos

Neste estudo, assume-se que os aerogeradores instalados serão geradores síncronos de ímanes permanentes (PMSG). Conforme se pode verificar na figura 3.5, este modelo é composto pela turbina eólica e por um sistema *Full Scale Converter*(FSC) (AC/DC/AC) com *chopper* resistivo. Por sua vez, a saída do conversor está ligada a um transformador de potência que tem como objetivo ajustar a tensão da rede AC do parque para injeção no barramento AC do conversor *offshore* a que o aerogerador se encontra ligado.

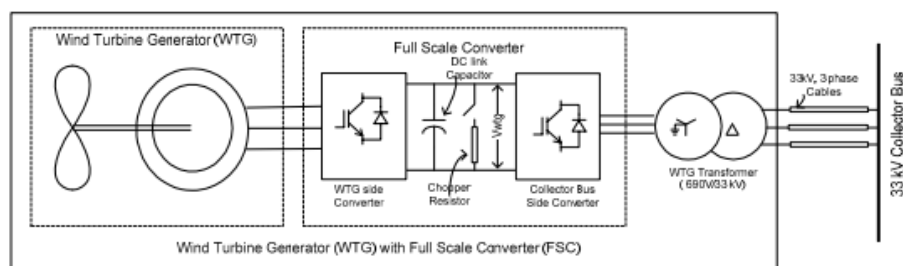


Figura 3.5: Esquema de uma turbina eólica com gerador PMSG, adaptado de [31]

Assim sendo, durante os períodos de sobretensão DC, este *Chopper* DC pode servir para controlar a injeção de potência no conversor HVDC-VSC e consequentemente na rede MTDC, controlando dessa forma a sobrelevação. Este tipo de sistema encontra-se ajustado à potência e tensão da turbina eólica, pelo que, uma vez que são de menor dimensão e capacidade, podem eficazmente substituir as soluções de *Chopper* DC implementadas na rede HVDC. A capacidade desta resistência de *Chopper* DC pode então ser definida pela seguinte equação [31]:

$$R_{chop} = \frac{V_{GE}^2}{P_{GE}} \quad (3.7)$$

Onde,

R_{chop} - Resistência de *Chopper* DC;

V_{GE} - Tensão nominal do gerador eólico;

P_{GE} - Potência nominal do gerador eólico;

No capítulo 4, será desenvolvido o modelo de controlo de *Chopper* DC dos FSC dos aerogeradores, para redução rápida de potência injetada na rede MTDC. Este controlo será implementado no conversor HVDC-VSC *offshore* e terá reflexo em cascata nos conversores FSC dos aerogeradores.

3.2.4 Rede AC Continental

A rede AC continental será então representada por um barramento de potência infinita em série com uma impedância equivalente, X_{eq} . Esta impedância é igual à soma da impedância de curto-circuito da rede AC e a impedância dos filtros de ligação à rede. A figura 3.6 pretende representar esta ligação da rede ao conversor HVDC-VSC *onshore*.

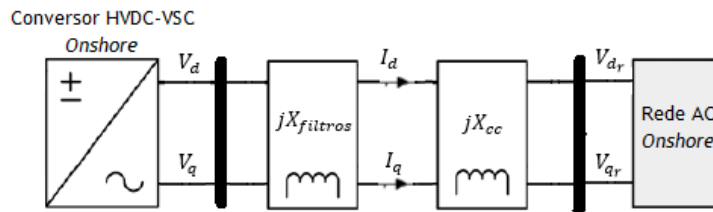


Figura 3.6: Esquema equivalente da rede AC continental.

Onde,

V_d e V_q - Componentes diretas e de quadratura da tensão do conversor;

V_{dr} e V_{qr} - Componentes diretas e de quadratura da tensão da rede AC;

I_d e I_q - Componentes diretas e de quadratura da corrente à saída do conversor;

$X_{filtros}$ - Reactância do filtro de ligação à rede AC;

X_{cc} - Reactância de curto-circuito da rede AC;

Pode-se então concluir que a corrente a ser injetada para a rede AC será dada pela seguinte equação:

$$I_d + jI_q = \left(\frac{V_{dr} + jV_{qr} - V_d - jV_q}{jX_{eq}} \right) \quad (3.8)$$

Finalmente, separando a parte real e imaginária, obtém-se os valores das correntes diretas e de quadratura a serem injetadas pelos conversores *onshore* na rede AC, expressos pelas seguintes equações:

$$I_d = \frac{V_{qr} - V_q}{X_{eq}} \quad (3.9)$$

$$I_q = \frac{V_d - V_{dr}}{jX_{eq}} \quad (3.10)$$

3.3 Operação e Controlo dos Conversores HVDC-VSC

Como referido anteriormente, a filosofia de controlo de uma rede MTDC consiste em, ter por um lado as estações de conversão *onshore* a controlar a tensão DC da rede HVDC, e por outro, os conversores *offshore* a controlar a corrente injetada para essa mesma rede e ainda a tensão e frequência da rede interna do parque eólico.

Uma vez que as tensões DC nas estações conversoras *onshore* devem ser mantidas em valores que permitam uma determinada partilha de potência ativa, este tipo de controlo pode ter uma das seguintes abordagens [30]:

- **Estação conversora *Onshore* funcionando como barramento de compensação.**

Solução aplicada quando existe apenas uma estação conversora *onshore*. Tem como princípio manter a tensão constante na estação em terra, enquanto que as estações *offshore* são responsáveis por injetar a potência proveniente dos parque eólicos. A grande desvantagem desta solução é o fato de a rede não ter a possibilidade de continuar em operação caso o barramento de compensação se encontre fora de serviço por falha ou manutenção. No caso desta abordagem ser seguida, o conversor *onshore* seguirá um controlo como o representado na figura 3.3 e os conversores *offshore* a corrente i_d será calculada de acordo com o valor de referência e da atual potência injetada na rede AC.

- **Usando um *droop* de potência ativa-tensão DC nos conversores *onshore*.**

Esta abordagem é usado um controlo de *droop* para determinar a tensão DC de cada estação conversora *onshore* em função da potência injetada na rede AC. Nesta situação, as variações de

energia são partilhadas por todas as estações *onshore*, permitindo assim que no caso de uma estação ficar comprometida, as outras poderão assumir o despacho da energia garantindo assim a continuidade de serviço da rede MTDC. Assume-se então que cada estação *onshore* define a sua tensão DC, V_{DC} , em função da potência injetada na rede AC, P_{out} , e de um valor de referência predefinido, sendo que o fluxo é controlado com base em um coeficiente de *droop* potência-Tensão DC, k_{pv} . A equação seguinte representa então esse *droop*:

$$V_{DC} = V_{DCref} + k_{pv} * P_{out} \quad (3.11)$$

Assim sendo, os valores da tensão de referência DC do conversor, V_{DCref} e do coeficiente de *droop*, k_{pv} , são definidos de acordo com a estratégia operacional prevista para a rede AC continental. Este *droop* de controlo será o usado no estudo desta dissertação.

3.4 Conclusões

A modelização dos componentes de uma rede MTDC, modelos de circuitos DC, geradores eólicos, redes AC continentais e conversores *onshore* e *offshore*, foram aqui abordados.

Relativamente ao circuito DC, é utilizada a representação em π dos cabos e efetuada uma simplificação do modelo bipolar para uma representação monopolar. Assumindo que os dois cabos serão um reflexo um do outro, duplicando as capacidades, indutâncias e resistências dos cabos, obtém-se um esquema equivalente que transmitirá o dobro da corrente no dobro da tensão.

Quanto aos conversores HVDC-VSC *onshore* define-se neste capítulo, com base na literatura, que são responsáveis pelo controlo da tensão DC através da potência ativa. A capacidade de controlo independente de potência ativa e reativa, possibilita ainda que os conversores VSC, realizem através do controlo de potencia reativa duas possíveis abordagens, controlar a potência reativa através de um fator de potência pré-definido ou controlo da tensão AC terminal.

Os conversores HVDC-VSC *offshore*, são responsáveis pelo controlo da tensão e frequência da rede AC dos parque eólicos. No entanto, no estudo desta dissertação é adotado um modelo simplificado para estes conversores, assumindo que estes funcionarão como simples injetores de potência para a rede MTDC.

Nos dois extremos da rede MTDC, os parques eólicos serão dotados de aerogeradores PMSG com sistema FSC com *chopper* DC incorporado, não modelizados no estudo desta dissertação, e a rede AC continental será representada por um barramento de potência infinita em série com uma impedância de curto-circuito da rede AC e a impedância dos filtros AC de ligação à rede.

Capítulo 4

Operação de uma Rede Multi-Terminal HVDC durante um Curto-Circuito na Rede AC Continental

4.1 Introdução

Apesar do esquema de controlo referido no capítulo anterior ser bastante eficaz em regime normal de funcionamento, quando ocorre um curto-circuito que origina cavas de tensão significativas na rede AC *onshore*, não está preparado para dar resposta eficaz.

Este capítulo pretende então fazer uma análise aos comportamentos de uma rede MTDC quando ocorre uma cava de tensão na rede AC *onshore* a que se encontra ligada e ainda, apresentar uma solução para dar resposta a este problema.

4.2 Problemas nas Redes MTDC *Offshore* face a Cavas de Tensão na rede AC *Onshore*

Como já foi referido anteriormente, com o crescimento da integração da energia eólica, a sua influência no comportamento dos sistemas elétricos de energia também tem vindo a crescer. Para controlar essa integração, vários códigos de rede foram criados para impor requisitos mínimos aos parques eólicos, obrigando entes a prestar serviços de suporte de tensão e frequência no barramento de conexão com a rede AC e ter ainda capacidade de sobrevivência a cavas de tensão a fim de evitar desconexão durante falhas na rede AC [32].

Relativamente à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão em redes HVDC Multi-Terminal baseadas em conversores VSC, estudo desta dissertação, é importantíssimo primeiro perceber qual o comportamento destas redes face ao acontecimento deste fenómeno transitório e identificar o problema em concreto.

Efetivamente, quando ocorre um curto-circuito na rede AC o conversor *onshore* perde capacidade de injeção de potência. Por outro lado, as válvulas IGBT dos conversores *offshore* não têm capacidade de efetuar bloqueio na injeção de potência dos parque eólicos, isto traduz-se num aumento rápido da tensão DC, carregando de imediato as capacidades do circuito DC e dos conversores [33].

Numa rede MTDC com mais que um ponto de injeção de potência na rede AC, quando ocorre uma falha em uma das redes AC, existe a possibilidade de esta potência ser despachada por outro conversor *onshore* para a outra rede AC. No entanto, devido aos limites técnicos dos conversores, este trânsito de potência é normalmente limitado. Assim sendo, é possível que em caso de falha severa, o outro conversor VSC *onshore* não seja capaz de despachar toda a potência que está a ser injetada na rede MTDC pelos parques eólicos e dessa forma a tensão DC irá subir e carregar a rede.

Este bloqueio das válvulas dos conversores tem também como objetivo limitar a corrente injetada para o defeito por forma a garantir que não ocorram sobre-intensidades nas linhas e componentes eletrónicos do VSC [33].

Analisando matematicamente um problema com apenas um ponto injetor para a rede AC e vários parque eólicos, a capacidade de transferência de energia de um conversor *onshore* para a rede é dada pela formula,

$$P_{cr} = \frac{V_c * V_r}{X_{rf}} \sin(\delta_c - \delta_r) \quad (4.1)$$

Onde,

P_{cr} - Potência transferida pelo conversor para a rede AC;

V_c e δ_c - Magnitude e fase da tensão no terminal do conversor *onshore*;

V_r e δ_r - Magnitude e fase da tensão no terminal da rede AC continental;

X_{rf} - Reactância de ligação à rede;

Analisando a equação 4.1, se a tensão da rede AC, V_r , cair até zero, a potência transferida pelo conversor adjacente, P_{cr} , passa a ser zero também. Continuando os parques a injetar a mesma potência, P_{pe} , a energia em excesso irá toda para a capacidade resultante da presença dos cabos HVDC e condensadores da rede MTDC, P_{cc} . Demonstre-se então matematicamente esta sobre-elevação.

Admitindo que,

$$P_{cr} = \sum P_{pe} - P_{cc} \quad (4.2)$$

Com a potencia na capacidade equivalente,

$$P_{cc} = \frac{C_{eq}}{2} \cdot \frac{dV_{dc}^2}{dt} \quad (4.3)$$

Substituindo e arranjando a equação 4.2 obtém-se,

$$\frac{C_{eq}}{2} \cdot \frac{dV_{dc}^2}{dt} = \sum P_{pe} - P_{cr} \quad (4.4)$$

E finalmente,

$$V_{dc} = \sqrt{\frac{2}{C_{eq}} \int (\sum P_{pe} - P_{cr}) dt} \quad (4.5)$$

Onde, V_{dc} é a tensão DC por polo da rede MTDC e C_{eq} é a capacidade equivalente do paralelo da capacidade resultante da presença dos cabos HVDC e dos condensadores DC dos conversores [31].

Pode-se então concluir através da equação 4.5 que, caso ocorra algum curto-circuito na rede AC, verifica-se um desequilíbrio entre a potência injetada pelos parques e a potência despachada para a rede AC pelo conversor *onshore*, e esse desequilíbrio irá elevar a tensão DC. Pode-se ainda verificar que, quanto mais tempo o defeito prevalecer e quanto maior for a severidade da cava de tensão, maior será o desequilíbrio de potência injetada e consumida da rede MTDC, logo, maior será o valor da sobre-elevação.

Podemos então concluir que sem serem tomadas medidas adicionais, um curto-circuito severo na rede AC a que se encontra ligada a rede MTDC, poderá destruir equipamento HVDC, pelo que têm sido realizados inúmeros estudos para a resolução deste problema.

4.3 Estratégia para dotar uma rede MTDC de Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão

Um problema de sobre-elevação da tensão numa rede MTDC devido a uma cava de tensão na rede AC a que se encontra interligada, pode ser resolvido através de uma redução da potência injetada pelos parques eólicos. Pretende-se com este estudo, apresentar uma solução de controlo, sem auxilio de comunicações, que faça essa redução de potência injetada pelos parque eólicos, garantindo assim a estabilidade da rede MTDC e da rede AC continental.

Existem diversos métodos para dotar este tipo de redes de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, o artigo [33] agrupa alguns dos métodos existentes em várias técnicas:

- **Dissipação da energia em excesso na rede DC usando um *Full-Rated DC Chopper*** - Técnica que tem por base a implementação de um *Chopper* DC entre os dois polos dos cabos de transmissão HVDC ;
- **Rápida redução da potência injetada pelo parque eólico usando:**
 - Redução da corrente ativa através de controlo de potência no conversor *offshore* - Esta técnica, após deteção de falha, muda para um controlo de potência desacoplado e tenta reduzir a potência, mantendo a frequência constante. Requer apenas, pequenas modificações no controlo do conversor *offshore* no entanto tem uma lenta taxa de redução de potência;

- Redução da corrente ativa das turbinas eólicas através do ajuste do valor nominal da potência - Para implementação desta técnica é necessário um sistema de comunicações entre o conversor *Onshore* e o conversor *Offshore*. Quando um curto-circuito é detetado pelo conversor *Onshore*, a sua potência máxima transmissível é calculada e comunicada à conversor *Offshore* que por sua vez, envia um fator de redução à turbina eólica. Principal desvantagem desta técnica é depender demasiado da fiabilidade do sistema de comunicações;

- Reduzir a tensão no parque eólico através de controlo no conversor *offshore* - Esta técnica dispensa sistema de comunicações entre o conversor *offshore* e as turbinas eólicas. No entanto continua a necessitar de um sistema de comunicação entre conversores, uma vez que a falha é detetada pelo conversor *onshore*. Quanto à redução de potência injetada, é feita através de uma redução da tensão na rede AC do parque eólico através do conversor *offshore* impondo uma redução muito rápida da potência à saída do parque.

- Redução da corrente ativa das turbinas eólicas através do controlo de frequência - Este método dispensa qualquer tipo de sistema de comunicações, utilizando a frequência do parque eólico para redução da potência injetada. Assim sendo, quando o conversor *offshore* deteta uma sobrelevação da tensão DC, provoca uma sobrelevação da tensão AC do parque eólico provocando uma diminuição da potência injetada.

Neste trabalho, pretende-se desenvolver uma solução que assenta na implementação de controladores ao nível dos conversores *offshore* e dos aerogeradores de forma a permitir um controlo (redução) rápida da potência injetada por estes. Neste caso concreto, considerou-se que os parques *offshore* estão dotados de aerogeradores do tipo PMSG, os quais tipicamente incorporam um *Chopper* DC ao nível do barramento DC do FSC que os equipa. Desta forma, pretende-se explorar a flexibilidade e rapidez de controlo deste *chopper* ao nível de cada aerogerador para tornar possível a redução rápida de potência injetada pelo parque *offshore*.

Este método é usado para dissipar a energia a mais numa rede MTDC e portanto limitar a tensão DC dentro dos níveis de segurança. As grandes vantagens deste método é que, para além de não necessitar de qualquer equipamento extra, as turbinas eólicas não sofrem qualquer alteração na sua produção durante uma falha na rede AC, permitindo que não ocorra uma desaceleração das turbinas [33].

4.3.0.1 Regras de Controlo de Rápida Redução de Potência Injectada pelos Parques Eólicos

Como referido anteriormente, quando ocorre uma cava de tensão numa rede AC a que a rede MTDC se encontre ligada, a tensão DC sobe drasticamente. Esta variação da tensão será o fator indicativo de ocorrência de defeito.

Assumindo então que a rede MTDC tem uma tensão de referência em regime normal, $V_{dc}^{ref_n}$, é desejado que caso se verifique uma elevação dessa tensão e se ultrapasse um valor de referência

de defeito, $V_{dc}^{ref_d}$, o conversor HVDC-VSC *offshore* gere um Fator Redução de Potência (FRP) a ser aplicado ao nível dos FSC dos geradores eólicos associados. A figura 4.1 apresenta o esquema da rede AC de uma turbina eólica, até ao conversor *offshore* a que se encontra ligada.

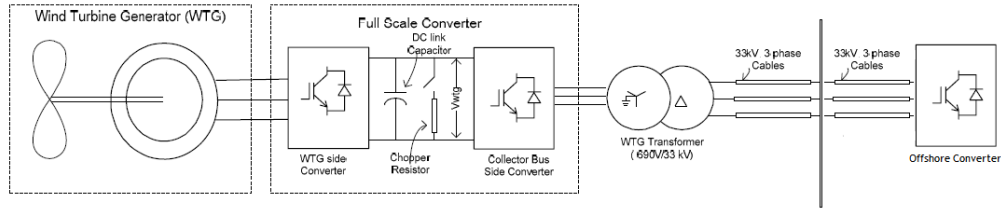


Figura 4.1: Esquema da rede AC de uma turbina eólica equipada com gerador PMSG, adaptado de [31]

Na prática, os conversores HVDC-VSC *offshore* não têm a capacidade direta de reduzir a potência a ser injetada na rede MTDC pois apenas conseguem controlar a tensão e frequência da rede AC dos parques. Este problema de controlo pode ser resolvido com auxílio de um sistema de comunicações ou na ausência dele, com um aumento na frequência do barramento AC coletor dos parques [31]. Uma vez que o estudo desenvolvido pretende-se evitar o uso de qualquer tipo de sistema de comunicações, será aplicado um controlo inspirado na resposta por aumento de frequência da rede AC do parque eólico.

Assim sendo, o método usado no estudo desta dissertação, utiliza um modelo composto por duas regras de controlo em cascata, construídas em dois locais distintos. A primeira será implementada ao nível do conversor HVDC-VSC *Offshore* com o objetivo de controlar a frequência na rede AC do parque. A segunda será implementada ao nível de cada conversor FSC de cada turbina eólica, permitindo assim limitar rapidamente a injeção de potência ativa na rede AC em função da sobrelevação da frequência.

Admitindo então a ocorrência de uma cava de tensão, provocada por um curto-circuito na rede AC *onshore*, não tendo os conversores HVDC-VSC *onshore*, capacidade para despachar a potência injetada pelos parque eólicos *offshore*, a tensão DC da rede MTDC irá sofrer uma sobrelevação. Esta variação de tensão DC pode ser convertida em uma variação da frequência da rede AC dos parques pela regra de controlo que fica implementada nos conversores *offshore*, conforme se pretende exemplificar pela figura 4.2.

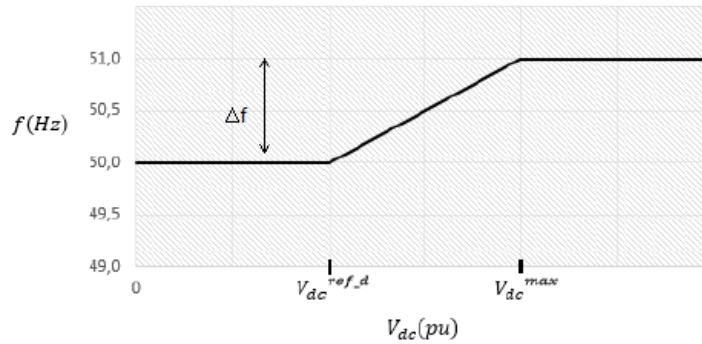


Figura 4.2: Regra de controlo da variação da frequência da rede AC dos parques, em função da tensão DC da rede MTDC.

Por sua vez, pode ser adotado ao nível dos FSC de cada aerogerador uma regra de controlo adicional que permita controlar a dissipação de potência no *chopper* em função da elevação da frequência da rede AC *offshore*. Assumindo então, por exemplo, que a variação de 1 Hz na frequência da rede AC significa uma variação na potência dissipada pelo *Chopper DC*, esta tomará valores de zero para uma variação nula da frequência, até assumir a condução de toda a potência produzida pelo aerogerador para um desvio de 1 Hz da frequência conforme ilustra a figura 4.3.

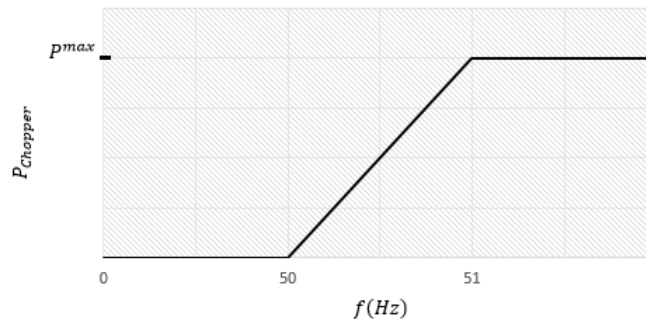


Figura 4.3: Regra de controlo da variação da potência dissipada pelo *Chopper DC* implementado ao nível dos FSC, em função da variação da frequência da rede AC *offshore*.

No estudo desta dissertação, a ideologia deste método de redução de potência eólica injetada é aplicada numa forma simplificada. Assim, aplicou-se uma função transferência com variação direta da potência injetada em relação à variação da tensão da rede HVDC. Este controlo pode então ser representado pelas seguintes funções:

$$P_{inj_i} = P^{ref_i} - K_v * \Delta V_{dc_i} \quad (4.6)$$

Com,

$$\Delta V_{dc_i} = V_{dc_i}^{actual} - V_{dc}^{ref} \quad (4.7)$$

Onde,

P_{inj_i} - Potência injetada na rede MTDC pelo parque eólico i;

P^{ref_i} - Potência de referência do parque eólico i;

K_v - Ganho do desvio da tensão;

ΔV_{dc_i} - Desvio da tensão DC a ser corrigido no nó i;

$V_{dc_i}^{actual}$ - Tensão DC no nó i medida instantaneamente;

A figura 4.4 ilustra este bloco de controlo construido em *Simulink*. Este bloco é constituído pelas variáveis de entrada referidas na equação anterior, por um ganho proporcional, K_v , uma função transferência e um bloco de saturação. Quanto ao ganho proporcional, permite ajustar o desvio de tensão DC à potência do parque, possibilitando assim ajuste do limite de tensão DC permitida. A função transferência tem por objetivo fornecer o desfaseamento necessário ao controlo para atuar. Por fim, o bloco de saturação introduzido serve apenas para limitar a potência dissipada no chopper de zero até ao máximo de produção do aerogerador (apenas para prevenir erros de simulação).

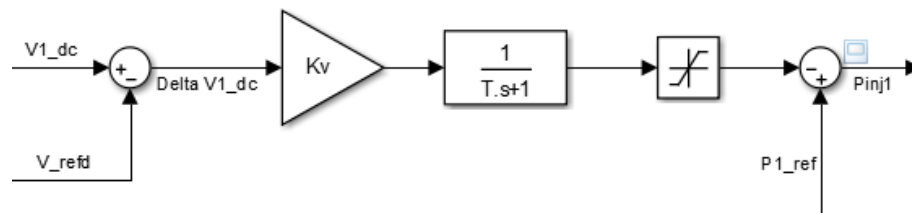


Figura 4.4: Sistema de controlo de redução de potência dos geradores eólicos.

4.4 Conclusões

Neste capítulo, fez-se então uma abordagem ao problema em estudo nesta dissertação. Ao analisar o comportamento de uma rede Multi-Terminal HVDC face à ocorrência de uma cava de tensão em uma rede AC *onshore* à qual se encontra ligada, é possível concluir que, perdendo o conversor *onshore* junto ao defeito capacidade de transmissão de energia e não conseguindo os conversores *offshore* limitar por si só a potência injetada na rede MTDC, verifica-se um aumento rápido da tensão DC, resultado da energia em excesso armazenada nas capacitâncias do circuito DC e conversores da rede MTDC.

Por forma a dotar uma rede MTDC de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, são abordadas varias soluções existentes e apresentada uma solução de controladores ao nível dos conversores *offshore* e dos aerogeradores por forma a garantir uma redução rápida da potência injetada na rede MTDC. Este controlo é baseado então na utilização de *choppers* DC integrados nos conversores FSC dos aerogeradores PMSG, para dissipar a energia em excesso.

Capítulo 5

Resultados e Soluções das Simulações

5.1 Introdução

Neste capítulo apresentam-se resultados obtidos de simulação ao comportamento de uma rede HVDC Multi-Terminal em caso de ocorrência de uma cava de tensão nas redes AC continentais a que a rede se encontra ligada. Esta análise foi feita observando o comportamento da tensão DC nas capacidades da rede MTDC e o trânsito de potência e corrente nos conversores *onshore* e *offshore*. Apresentam-se resultados que permitem concluir sobre a validade da solução anteriormente proposta e que assenta na rápida redução da potência injetada pelos parques eólicos.

5.2 Caso de Estudo

Por forma a tentar entender melhor este problema de resposta das redes MTDC a cavas de tensão na rede AC a que se encontra ligada, foi simulada uma rede MTDC constituída por dois conversores HVDC-VSC *offshore* e dois conversores HVDC-VSC *onshore* interligados entre si em ambiente *Simulink - MatLab*. A figura 5.1 apresenta o esquema unifilar do caso de estudo.

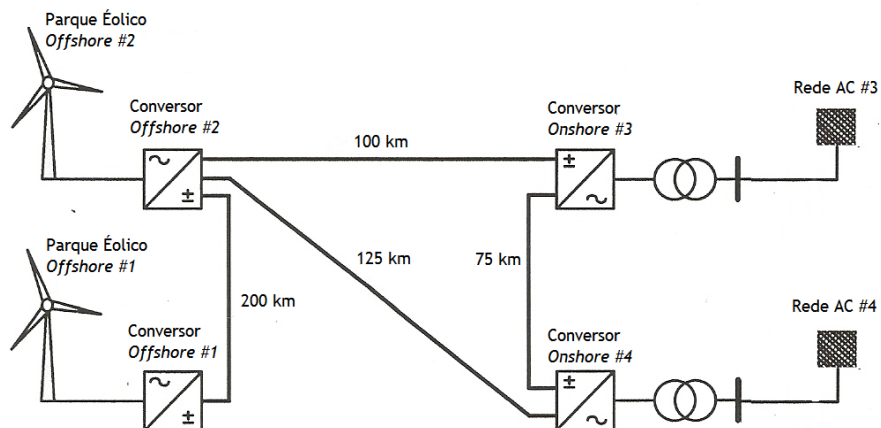


Figura 5.1: Rede Multi-Terminal HVDC interligando dois parques eólicos *offshore* e duas redes AC *onshore*.

A rede foi então implementada em basicamente três blocos principais conforme se apresenta em anexos. O primeiro bloco tem como objetivo controlar o fluxo de energia no circuito HVDC, para isso são aplicadas as equações 3.4, 3.5 e 3.6 indicadas no capítulo 3. No segundo bloco pretende-se controlar as duas estações de conversão HVDC-VSC *onshore* aplicando os modelos de controlo e operação apresentado no capítulo 3, enquanto que o controlo de redução rápida de corrente injetada pelos aerogeradores para dar resposta à sobretensão na rede HVDC provocada por um defeito na rede AC continental, é implementado pelo método referenciado no capítulo 4 no terceiro bloco da rede MTDC que pretende representar os conversores HVDC-VSC *offshore* em *Simulink*.

Para o caso simulado, todo o sistema foi representado em sistema p.u. considerando que a rede opera com uma potência base de 300 MW a uma tensão de base de 300 kV. Relativamente aos parques eólicos *offshore* 1 e 2, têm uma potência nominal fixa de 1 p.u. e 2 p.u., respetivamente. Enquanto que em regime normal de funcionamento, os dois conversores *onshore*, estando ligados a redes AC consideradas iguais, têm o mesmo despacho de potência, 1.5 p.u.. Finalmente, os conversores *onshore* têm o seu limite de operação definidos nos 2 p.u.. De referir ainda que os dados característicos relativos às capacitâncias dos cabos e conversores e à resistência e indutância dos cabos DC encontram-se no anexo B.

Quanto às cavas de tensão aplicadas às redes AC, foram feitos vários testes por forma a entender melhor os problemas que trazem para uma rede Multi-Terminal HVDC.

5.3 Comportamento da Rede HVDC Multi-Terminal face a Cavas de Tensão nas Redes AC Continentais

Conforme foi estudado do terceiro capítulo 4, uma cava de tensão em uma rede AC perto de um terminal de uma rede MTDC, irá carregar as capacidades da rede MTDC e assim subir a tensão DC do sistema. Nesta secção apresenta-se os resultados de três testes efetuados:

- Cava de tensão aplicada na Rede AC 3 (Redes Continentais independentes);
- Cava de tensão aplicada na Rede AC 4 (Redes Continentais independentes);
- Cava de tensão aplicada na Rede AC 3 (Redes Continentais interligadas);

Pretende-se então com esta secção analisar a influência deste tipo de defeito na rede AC no comportamento de uma rede Multi-Terminal HVDC equipada com conversores HVDC-VSC.

5.3.1 Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Independentes)

Considerando então que os parques eólicos *offshore* 1 e 2 estão a injetar 1 pu e 2 pu, respetivamente, para a rede MTDC, que as redes AC 3 e 4 são idênticas, não têm qualquer tipo de interligação AC e consumirão a mesma quantidade de potência, foram aplicadas ao sistema, cavas

de tensão nas redes AC com diferentes amplitudes e durações.

Cava de 80% na Tensão AC durante 150ms.

Assim sendo, as figuras seguintes apresentam a resposta do sistema a esta cava de tensão na rede AC 3 aplicada aos 3 segundos da simulação.

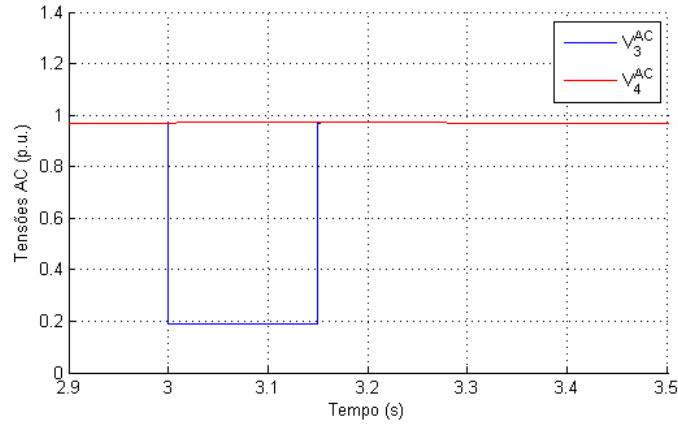


Figura 5.2: Tensões AC nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{AC} e V_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

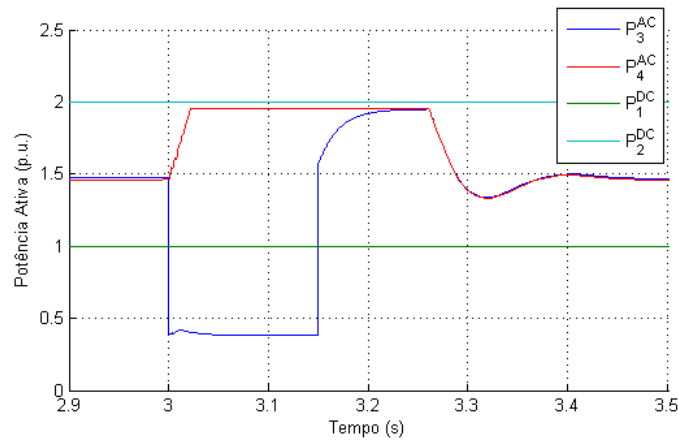


Figura 5.3: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

Na figura 5.2 pode-se observar que devido a não existir qualquer interligação AC entre as redes 3 e 4, a cava de tensão na rede AC 3 não provoca qualquer alteração na tensão AC da rede 4.

Quanto à figura 5.3, é possível verificar que a potência no conversor HVDC-VSC junto à falha cai drasticamente devido à impossibilidade de transmitir energia à rede AC adjacente. É ainda possível verificar que o outro conversor *onshore* aumenta a sua potência de transmissão aquando a ocorrência da cava de tensão. No entanto devido ao seu limite técnico de transmissão de corrente ($2p.u.$), bloqueia a transmissão de energia nesse valor, conforme se pode verificar na figura 5.4.

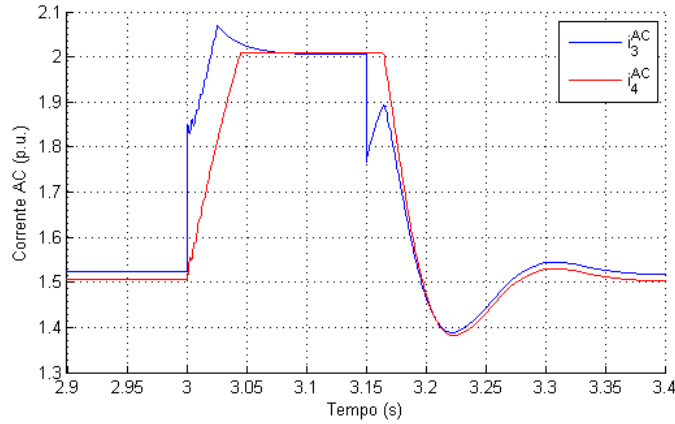


Figura 5.4: Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, i_3^{AC} e i_4^{AC} . Cava de 50% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

No pós-defeito, pode-se verificar que a tensão AC volta ao seu valor normal de funcionamento de imediato, enquanto que o conversor *onshore* junto à falha passa de imediato a transmitir potência no máximo da sua capacidade. Relativamente à potência resta ainda observar que mantêm-se alguns segundos acima do valor nominal do sistema devido ao descarregar das capacidades da rede MTDC logo após a falha estar corrigida.

Quanto às tensões DC na rede MTDC, como se pode verificar na figura 5.5, sobem rapidamente após ocorrência do defeito, atingindo uma subida de cerca de 80%, resultado do carregamento das capacidades da rede MTDC por impossibilidade de despachar a potência produzida pelos parques eólicos *offshore*.

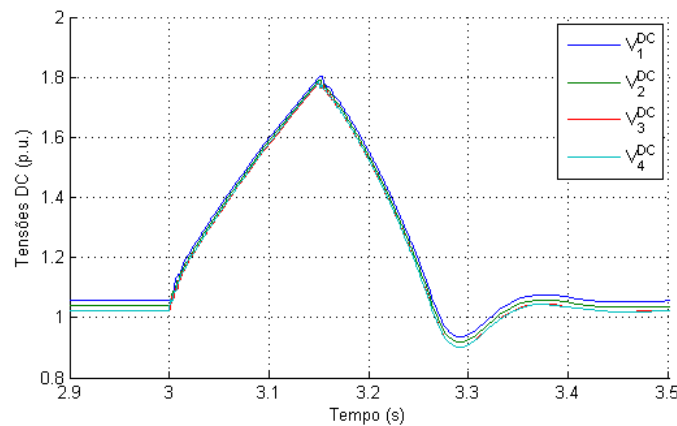


Figura 5.5: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

Na figura 5.5 é ainda possível observar que logo após a eliminação da falha do sistema (3, 15s), a tensão DC recupera de forma progressiva e durante alguns segundos o seu valor nominal, este fenómeno acontece pois a energia acumulada pelas capacidades passa a fluir para as redes AC.

Cava de 80% na Tensão AC durante 500ms.

Aumentando o tempo da presença do defeito para 500ms, conforme representado na figura 5.6, pode-se verificar que o comportamento da rede é idêntico ao teste anterior, agravando-se apenas a quantidade de tensão DC acumulada na rede MTDC, conforme se pode verificar pela subida mais acentuada da tensão DC nas capacidades da rede MTDC representada na figura 5.7.

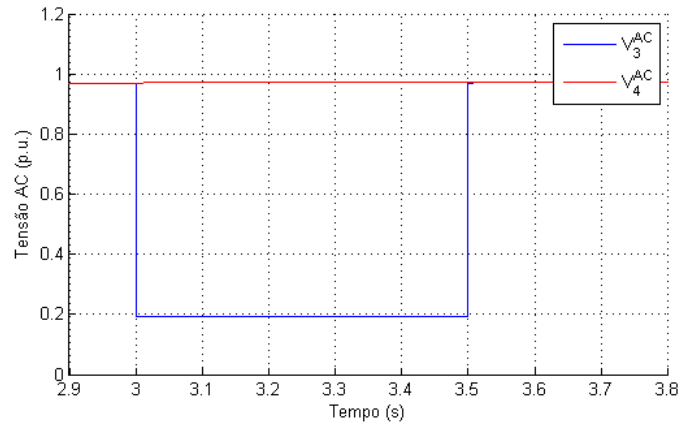


Figura 5.6: Tensões AC nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, $V_3^AC e V_4^AC$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms.

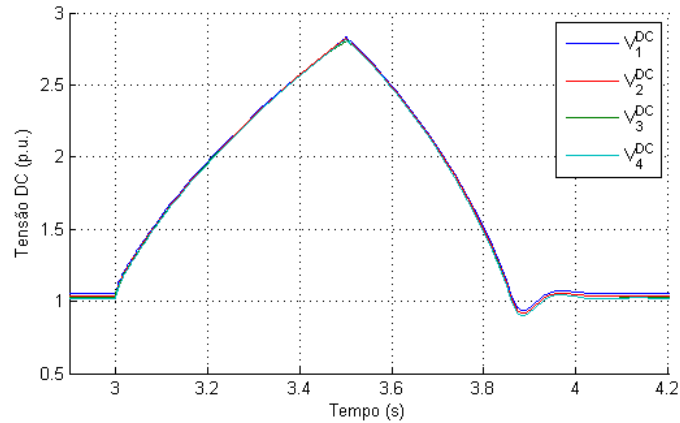


Figura 5.7: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, $V_1^DC e V_2^DC$, e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, $V_3^DC e V_4^DC$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms

Na figura 5.8 pode-se ainda observar o comportamento das potências nos conversores HVDC-VSC *onshore* e *offshore*. Mais uma vez o conversor junto ao defeito (3) perde capacidade de transmissão e o outro (4) transmite no seu máximo de capacidade.

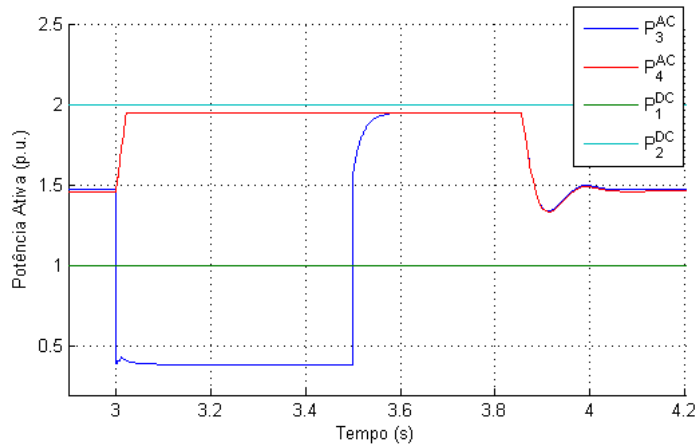


Figura 5.8: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms.

De salientar ainda que, como seria de esperar, a rede demora mais tempo a recuperar as suas condições operacionais equivalentes ao período pré-defeito. Efetivamente se a rede MTDC fosse capaz de suportar uma sobrelevação deste género, quanto mais tempo demora-se o defeito, maior seriam os valores da tensão DC atingidos e mais tempo demoraria a rede a recuperar as suas condições operacionais equivalentes ao período pré-defeito, pois teria de despachar primeiro a energia acumulada.

Cava de 40% na Tensão AC durante 150ms.

De forma a ser possível analisar qual a influência da amplitude da cava de tensão, este terceiro teste pretende avaliar a reação da rede MTDC a uma cava de 40% na Tensão da rede AC durante 150ms, conforme se pode verificar na figura 5.9.

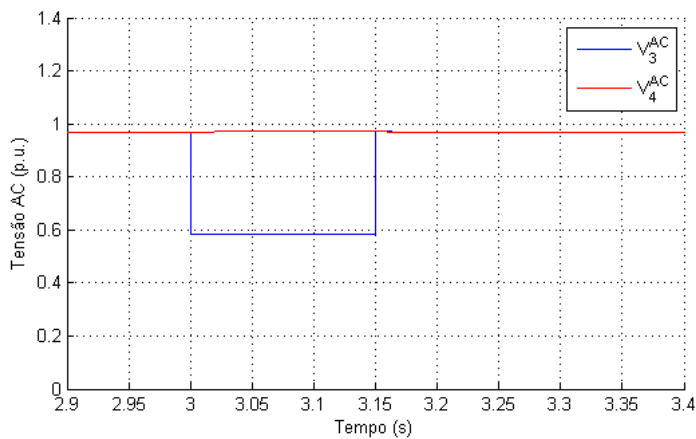


Figura 5.9: Tensões AC nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{AC} e V_4^{AC} . Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

As figuras 5.10 e 5.11 apresentam os resultados obtidos para as tensões DC nas capacidades equivalentes da rede MTDC e as potências transmitidas nos conversores HVDC-VSC.

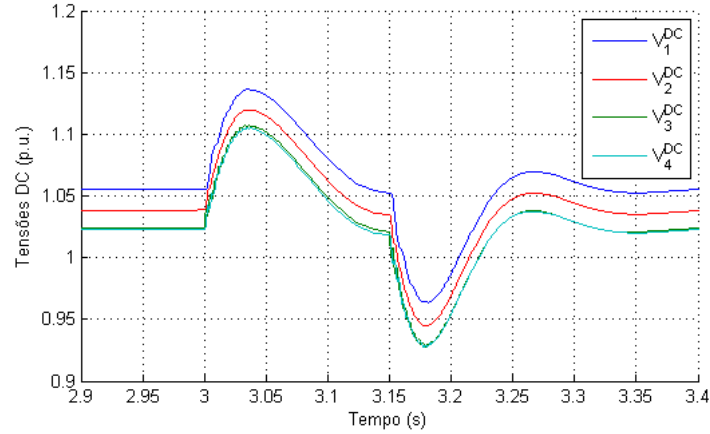


Figura 5.10: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} . Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

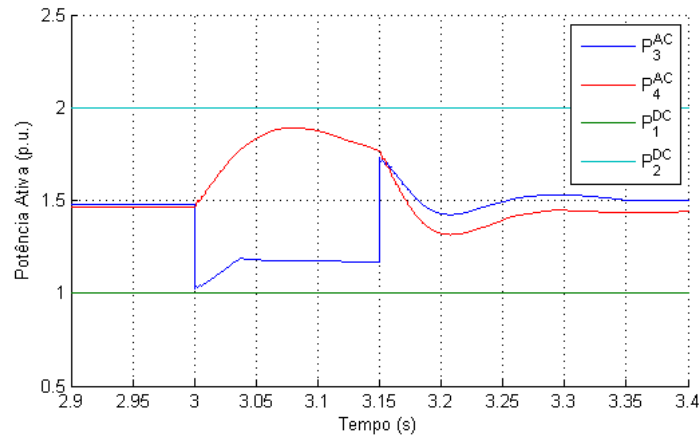


Figura 5.11: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

Quanto as tensões DC, na figura 5.10 é possível verificar que conseguindo a rede dar resposta ao fluxo de potência, apesar da subida no instante em que ocorre a cava de tensão, esta volta a atingir a estabilidade sem causar danos à rede MTDC.

Ao analisar a figura 5.11, é possível observar que apesar da cava de tensão na rede AC, a fraca severidade da mesma permitiu que a perda de poder de transferência no conversor *onshore* junto ao defeito fosse reduzida, dessa forma o outro conversor *onshore* tem a capacidade de transmitir a restante energia do sistema sem atingir os seus limites técnicos de transmissão.

5.3.2 Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 4 (Redes Continentais Independentes)

Faz-se agora uma análise ao comportamento da rede MTDC face a uma cava de tensão na rede AC 4. As figuras seguintes apresentam a resposta a uma cava de cerca de 80% da tensão nominal durante 150ms.

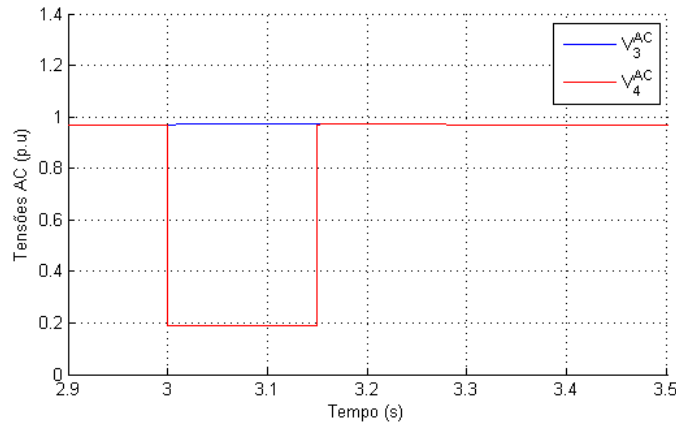


Figura 5.12: Tensões AC nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{AC} e V_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

A figura 5.12 ilustra as tensões AC das estações conversores *onshore* 3 e 4, em que se pode observar a cava de tensão aplicada na rede AC 4 e a tensão AC inalterável no conversor *onshore* 3.

Quanto à figura 5.13, pode-se observar o comportamento dos trânsitos de potência nos conversores *onshore* e *offshore*.

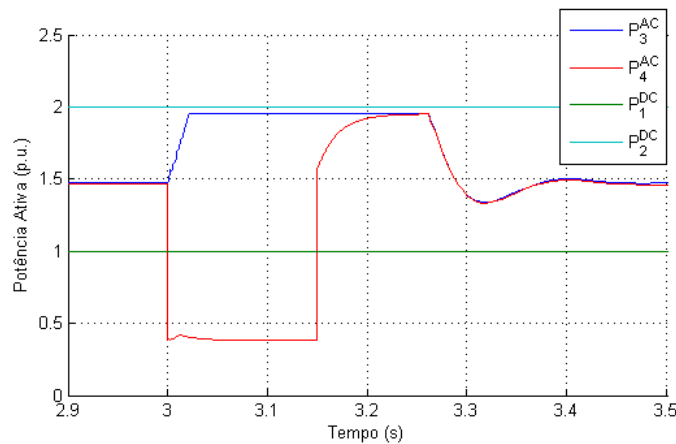


Figura 5.13: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

As figuras 5.14 e 5.15 apresentam o comportamento das correntes AC nos conversores *onshore* e das tensões DC na rede MTDC, respetivamente. Como se pode verificar, uma vez que as redes AC 3 e 4 tem as mesmas características e não existindo qualquer interligação AC entre elas, a

resposta da rede MTDC a uma cava de tensão na rede AC 4 toma o mesmo comportamento que a uma cava de tensão na rede AC 3.

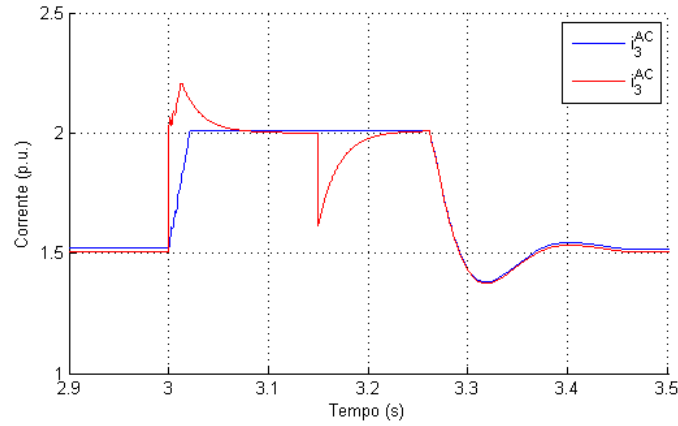


Figura 5.14: Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, i_3^{AC} e i_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

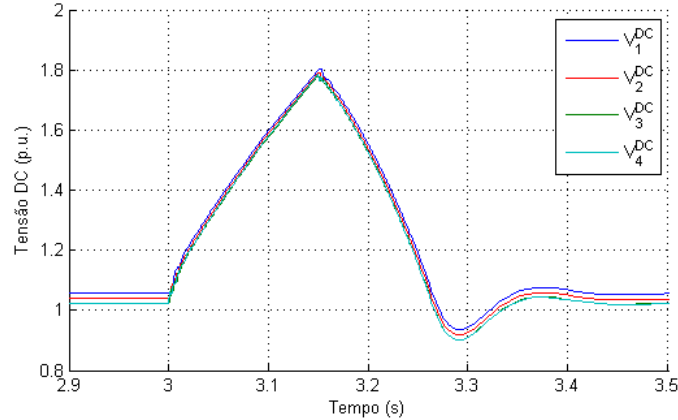


Figura 5.15: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

5.3.3 Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Interligadas)

Pretende-se agora verificar o comportamento de uma rede MTDC em resposta a uma cava de tensão numa rede AC continental quando as redes AC se encontram interligadas por uma ligação AC conforme ilustra a figura 5.16.

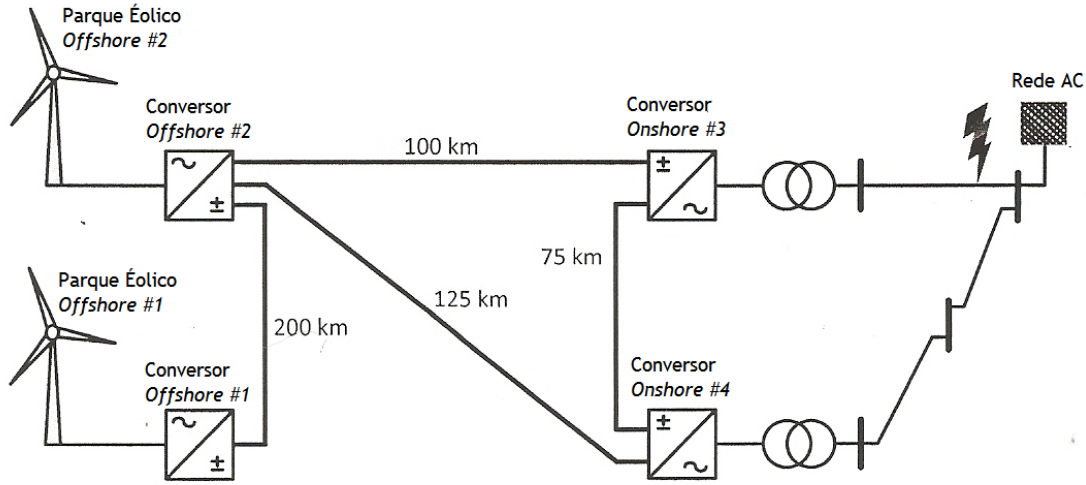


Figura 5.16: Esquema unifilar da rede MTDC em estudo com as redes AC interligadas.

Assume-se então que existindo uma interligação AC entre as duas redes, uma cava de tensão na rede AC 3 irá provocar uma cava de tensão na rede AC 4, embora de menor intensidade. Assim sendo, para a realização deste teste foi implementada uma cava de 80% da tensão na rede AC 3 e uma cava de 40% da tensão na rede AC 4, conforme ilustra a figura 5.17.

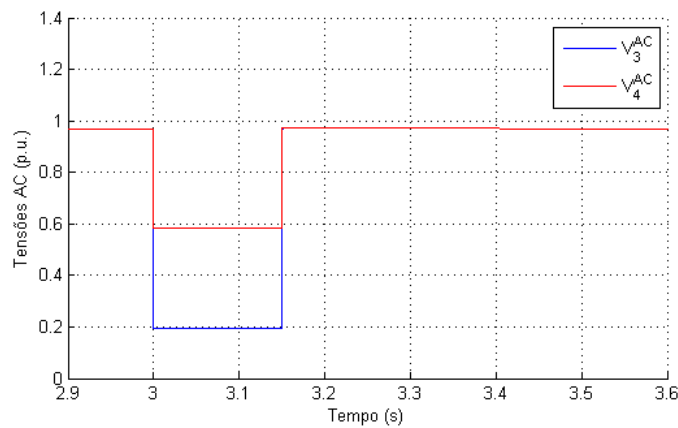


Figura 5.17: Tensões AC nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{AC} e V_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Relativamente ao comportamento do transito de potência nos conversores *onshore* e *offshore*, ao analisar a figura 5.18 pode-se verificar que existe uma queda na transmissão em ambos os conversores derivado à falha que existe a montante da rede AC comum.

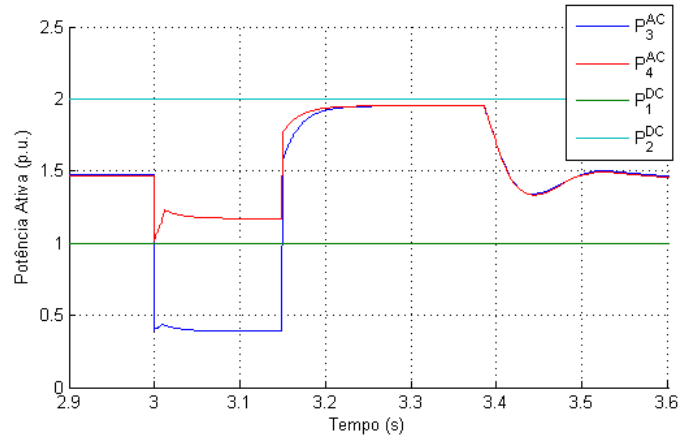


Figura 5.18: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Na figura 5.19, pode-se verificar que ambos os conversores limitam o transito de corrente aos 2 pu's como seria de esperar.

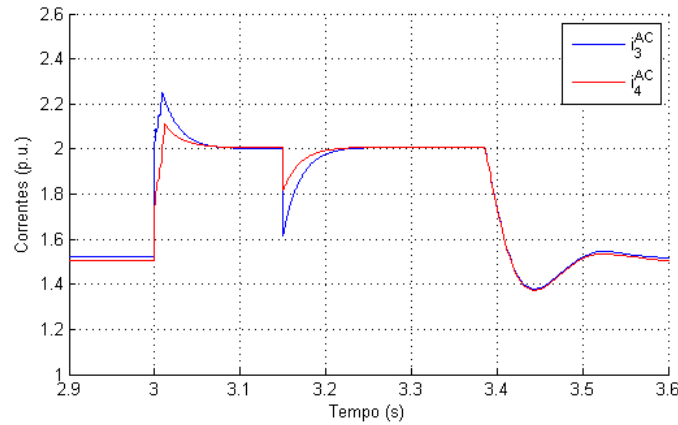


Figura 5.19: Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, i_3^{AC} e i_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Ao analisar as figuras 5.18 e 5.19 no pós-defeito, pode-se ainda concluir que ambos os conversores continuam a fornecer energia na sua maxima capacidade durante cerca de 3s, mais uma vez devido à descarga das capacidades da rede MTDC.

Por fim, a figura 5.20 representa o tensão DC nas capacidades da rede MTDC que como se pode verificar sobe drasticamente durante o defeito.

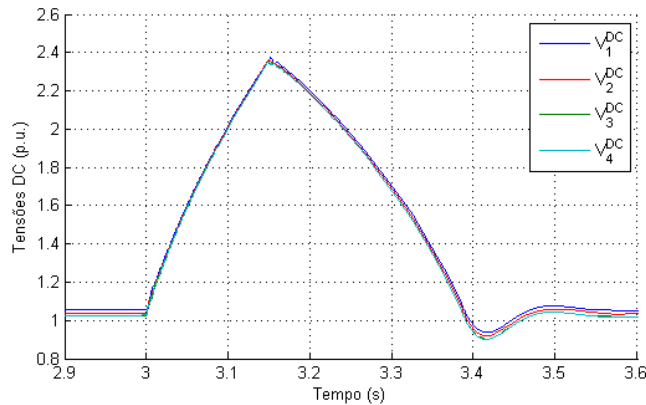


Figura 5.20: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Efetivamente quando as redes AC continentais se encontram interligadas e se verifica um reflexo da cava de tensão em outro nó da rede AC, a capacidade de despacho da energia produzida pelos parque eólicos *offshore* reduz significativamente tornando-se um problema sério para a rede MTDC devido ao excesso de tensão DC.

5.4 Soluções de Controlo para Sobrevivência a Cavas de Tensão em Redes HVDC Multi-Terminal

Como referido no capítulo 4, a solução para dotar uma rede Multi-Terminal HVDC de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão em redes AC interligadas passa por introduzir um controlo de redução rápida de corrente injetada pelos parque eólicos *offshore*. O modelo aplicado no caso em estudado, usa um *Chopper DC* implementado no conversor FSC do aerogerador PMSG para dissipar essa energia em excesso na rede MTDC.

Assumindo que neste estudo é indiferente testar a rede MTDC com uma cava de tensão aplicada na rede AC 3 ou 4, optou-se por fazer apenas a análise à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão ocorridas na rede AC 3. Para além desta análise, será ainda feito o estudo de sobrevivência a cavas de tensão na situação em que as duas redes AC se encontram interligadas.

5.4.1 Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Independentes)

Foram então novamente aplicados os testes efetuados na secção 5.3 mas desta vez com o sistema de controlo de redução rápida de corrente injetada pelos parques eólicos implementado nos conversores HVDC-VSC *offshore*. Foi ainda definido que o valor máximo de tensão DC admissível para a rede MTDC será de 20% acima do valor da tensão de referência, $1 pu$, e o controlo começará a atuar logo que a tensão ultrapasse 10% deste mesmo valor.

Cava de 80% na Tensão AC durante 150ms.

Aplicando então uma cava de 80% da tensão AC durante 150ms na rede AC 3, interligada com uma rede MTDC equipada com controlo de *Chopper* DC, obteve-se a seguinte resposta da do sistema.

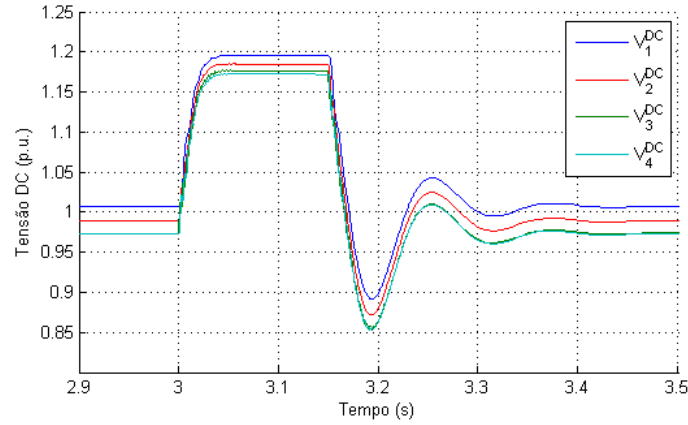


Figura 5.21: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

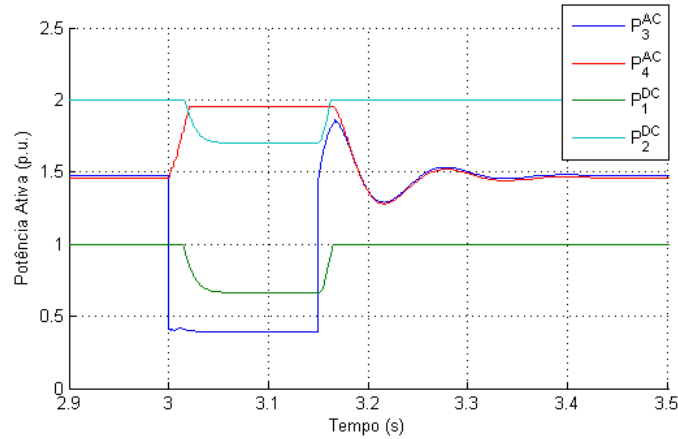


Figura 5.22: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

Conforme se pode verificar na figura 5.21, a tensão DC da rede Multi-Terminal HVDC é mantida dentro dos limites de segurança. Isto acontece devido à redução da potência injetada pelos parque eólicos *offshore* realizada pela dissipação da mesma através das resistências de *Chopper* do FSC do aerogerador. Esta diminuição da injeção de potência na rede MTDC é possível ser observada na figura 5.22.

Cava de 80% na Tensão AC durante 500ms.

Ao prolongar o tempo de duração da cava de tensão, verificou-se na secção anterior que agravava bastante o problema uma vez que a rede carregava ainda mais durante mais tempo. Aplicando o sistema de controlo de redução rápida de corrente injetada pelos parques eólicos verifica-se a seguinte resposta do sistema.

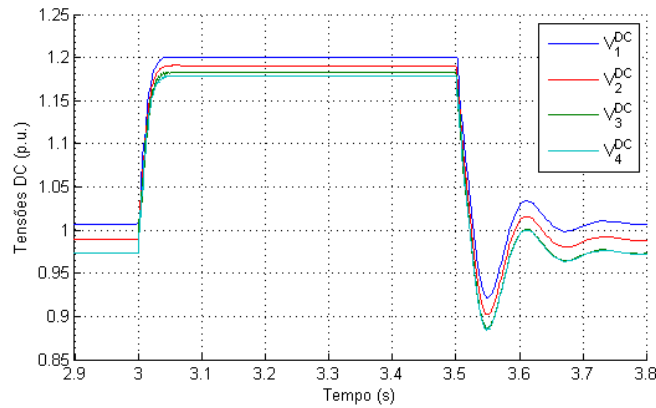


Figura 5.23: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms.

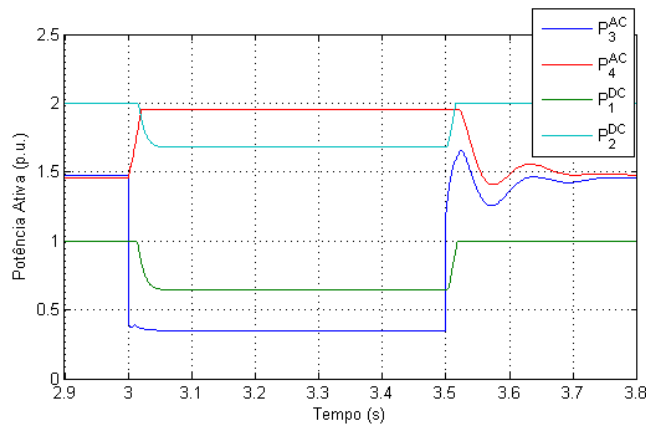


Figura 5.24: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 durante 500ms.

Como se pode verificar na figura 5.23, apesar de a duração da falha ser maior, o controlo rápido de redução de potência injetada pelos parques eólicos continua a ser eficaz e a dotar a rede MTDC de capacidade de sobrevivência, garantindo os níveis de tensão DC dentro dos limites aceitáveis.

Quanto ao transito de potências nos conversores HVDC-VSC *onshore* e *offshore*, na figura 5.24 é possível visualizar a redução de potência injetada pelos conversores *offshore* provocado pelo controlo implementado.

Cava de 40% na Tensão AC durante 150ms.

Conforme efetuado na secção 5.3, verificou-se o comportamento da rede MTDC em resposta a uma cava de tensão de menor amplitude, desta vez com o controlo de redução de potência injetada pelos aerogeradores implementado. Segue-se os resultados obtidos.

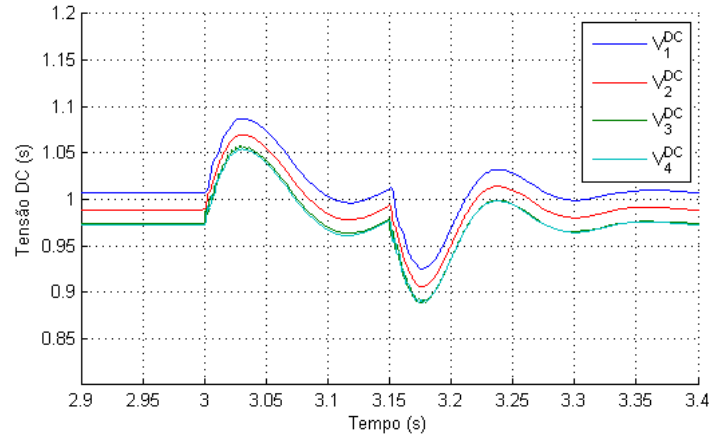


Figura 5.25: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} .

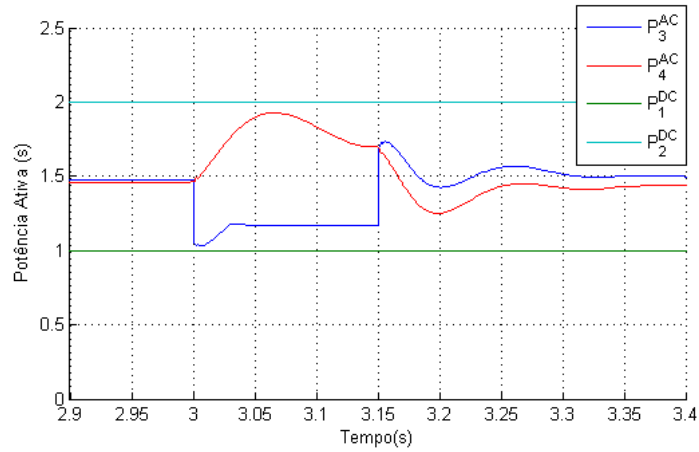


Figura 5.26: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 40% da tensão na rede AC 3 durante 150ms.

Analisando as figuras 5.25 e 5.26, pode-se verificar que apesar de ocorrer uma cava de tensão, a energia que deixa de poder ser transmitida pelo conversor *onshore* junto ao defeito no nó 3, consegue ser toda despachada pelo conversor *onshore* 4. Assim sendo, uma vez que a tensão DC da rede MTDC nunca subiu acima dos $1.1pu$, o controlo de redução de potência não chegou a ser ativado, continuando os parques eólicos a produzir a mesma quantidade de potência.

5.4.2 Cava de Tensão na rede AC ligada à estação conversora 3 (Redes Continentais Interligadas)

Por último e de forma análoga ao que foi feito na secção 5.3, fez-se uma análise ao comportamento da rede MTDC dotada de controlo de rápida redução da potência injetada pelos aerogeradores, supondo que as duas redes AC continentais se encontram interligada por uma ligação AC. É então analisado o comportamento da tensão DC, que como é possível de verificar na figura 5.27 apesar da severidade desta falha na rede AC, a rede MTDC estudada continua a ter capacidade de sobrevivência a cavas de tensão nas redes AC continentais.

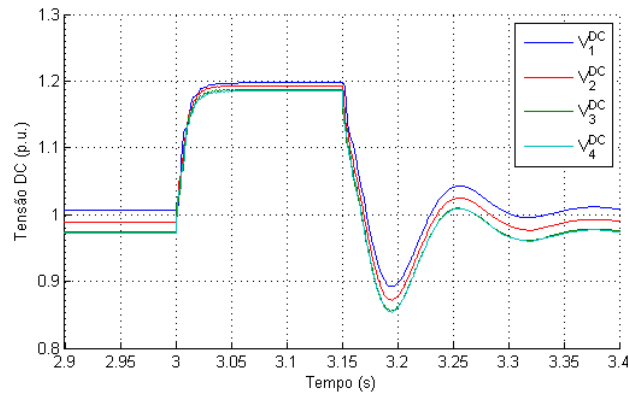


Figura 5.27: Tensões DC nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, V_1^{DC} e V_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, V_3^{DC} e V_4^{DC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Na figura 5.28 é possível verificar que, estando a transmissão de energia condicionada nos dois conversores HVDC-VSC *onshore*, a redução de potência injetada para a rede MTDC pelos conversores HVDC-VSC *offshore* é ainda mais significativa como seria de esperar.

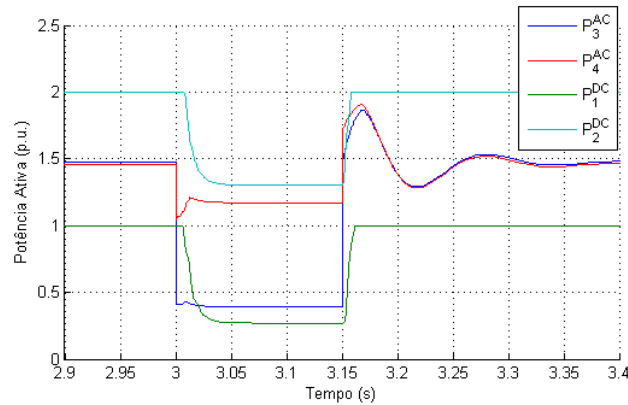


Figura 5.28: Potências ativas nos conversores HVDC-VSC *Offshore*, P_1^{DC} e P_2^{DC} , e nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, P_3^{AC} e P_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Esta redução de potência injetada na rede MTDC, como referido anteriormente, é um reflexo da potência ativa dissipada no *Chopper* DC dos FSC dos aerogeradores. A figura 5.29 tem como objetivo demonstra essa relação.

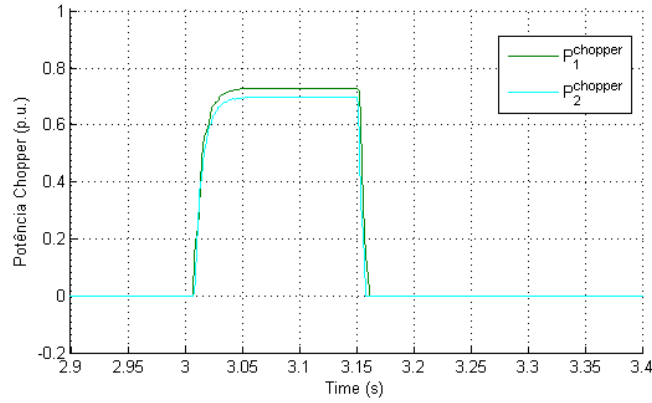


Figura 5.29: Potências ativas dissipadas no *chopper* DC dos FSC dos aerogeradores , $P_1^{chopper}$ e $P_2^{chopper}$. Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Relativamente à corrente de saída dos conversores *onshore*, continua ser limitada durante o defeito e o período de estabilização do sistema, devido aos limites técnicos de transmissão do conversor, conforme se pode verificar na figura 5.30.

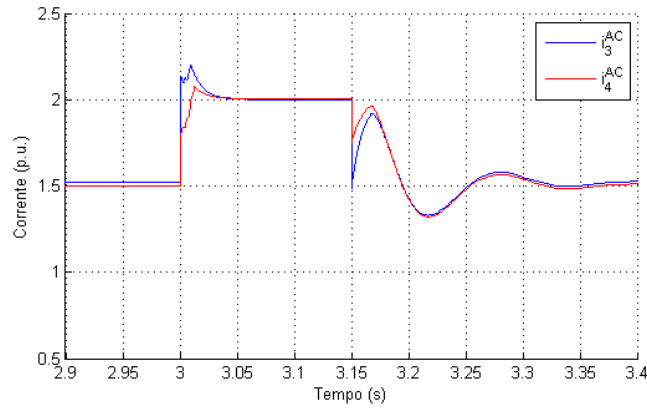


Figura 5.30: Intensidade de correntes nos conversores HVDC-VSC *Onshore*, i_3^{AC} e i_4^{AC} . Cava de 80% da tensão na rede AC 3 e de 40% da tensão na rede AC 4 durante 150ms.

Pode-se então concluir que, apesar da severidade das cavas de tensão aplicadas neste teste, o modelo geral de controlo da rede multi-terminal estudado, é capaz de dotar a rede de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusões

Enquadrada pela necessidade de dotar as redes Multi-Terminais HVDC de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, por forma a responder aos códigos de rede das redes a que se encontram ligadas, esta dissertação teve como objetivo estudar o problema e apresentar soluções. Para isso, foi escolhida uma topologia de rede constituída por quatro conversores do tipo HVDC-VSC, dois *onshore* e dois *offshore*, e foram simulados vários cenários de ocorrência de cavas de tensão com diferentes amplitudes, duração e local de ocorrência.

Em termos gerais os objetivos para esta dissertação foram alcançados, uma vez que os resultados obtidos, através das simulações, permitiram, entender o comportamento de uma rede Multi-Terminal HVDC face à ocorrência de uma cava de tensão em uma rede AC continental, assim como, testar uma técnica de controlo para contornar este problema e dotar assim, as redes MTDC de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, que se mostrou bastante eficaz.

Desta forma, admitindo que este tipo de redes MTDC se tem mostrado uma mais valia para a integração dos parques eólicos *offshore* nas redes continentais, este documento começa por fazer uma análise às soluções existentes para a transmissão de energia em ambiente *offshore*. A integração massiva de parques eólicos *offshore* leva à necessidade de se criar soluções técnicas, nomeadamente ao nível da transmissão de energia, que sejam capaz de responder às grandes quantidades de potência instalada e longas distâncias de transmissão. Depois de uma análise às tecnologias existentes, conclui-se que a tecnologia de transmissão em corrente contínua, utilizada no estudo desta dissertação, é a economicamente mais vantajosa para longas distâncias. Relativamente aos sistemas de conversão de energia, a tecnologia VSC, revela-se ser a opção mais interessante para aplicação em soluções multi-terminais em corrente contínua (MTDC), dada a sua capacidade de regulação independente de potência ativa e reativa.

Considerando então uma rede Multi-Terminal HVDC baseada em conversores VSC, foi necessário definir uma estratégia de controlo de fluxo de potências e tensão DC, garantido assim um equilíbrio da rede HVDC perante as variações de produção dos parques. Assim sendo, concluiu-se que a melhor forma de operação das redes MTDC seria dotar todos os conversores HVDC-VSC

onshore de um controlo de potência em relação à tensão DC da rede. Este controlo de *droop* $P - V$, permite ainda, com o ajuste do coeficiente K_{pv} , controlar a potência ativa injetada na rede AC em cada terminal, fornecendo uma maior flexibilidade de operação da rede MTDC. Esta estratégia de controlo seria então suficiente para garantir o funcionamento da rede em regime permanente. No entanto, ao longo desta dissertação foi possível verificar que não garante a estabilidade e segurança da rede MTDC em caso de ocorrência de uma cava de tensão em uma das redes a que se encontra ligada.

Assim sendo, na análise ao comportamento da rede MTDC, em resposta a uma cava de tensão em uma rede AC adjacente, conclui-se que quando ocorre um fenómeno deste género, a perda de capacidade de transmissão de energia dos conversores afetados pela falha e os limites técnicos de transmissão dos restantes, provocam uma sobrelevação da tensão DC, devido ao armazenamento da energia em excesso nas capacidades associadas à rede MTDC. Esta sobrelevação da tensão DC trás diversos problemas para a rede MTDC, podendo, quando não controlada, danificar os cabos e componentes HVDC. Foi então necessário acrescentar um controlo que possibilita-se o controlo dessa subida, garantindo assim a segurança e estabilidade da rede Multi-Terminal HVDC.

Conclui-se então no decorrer do estudo desta dissertação, que a solução para responder a esta sobrelevação da tensão DC, passaria por controlar a potência injetada na rede, diminuindo-a sempre que a tensão DC ultrapasse um valor de segurança pré-definido. No caso deste estudo foi considerada uma sobrelevação máxima de 20% face à tensão de referência da rede. Entre as várias técnicas existentes para dotar este tipo de redes de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, considerando que a rede em estudo possui aerogeradores PMSG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*), optou-se por usar um controlo de rápida redução de potência injetada, através da dissipação da energia em excesso por *Choppers* DC disponíveis nos Conversores *Full-Scale* (FSC) dos aerogeradores. Este tipo de controlo tem a enorme vantagem de não ser necessária a instalação de equipamento auxiliar, sendo apenas necessário adicionar mais um bloco de controlo.

Pode-se concluir finalmente que, como foi demonstrado neste documento, adicionando este controlo complementar nos conversores HVDC-VSC *offshore*, que utilizando regras de controlo em cascata, tensão DC - frequência da rede AC dos parques - potência dissipada no *Chopper* do FSC do aerogerador, é possível combater eficazmente os problemas gerados pelas cavas de tensão nas redes AC continentais, dotando as redes Multi-Terminais HVDC baseadas em conversores VSC, de capacidade de sobrevivência a este género de defeito.

6.2 Trabalho Futuro

Nesta dissertação, é apenas considerado o controlo de potência ativa para efeito de resposta a cavas de tensão em redes MTDC, admitindo que o fator de potência é igual a 1. Seria então interessante estudar a influência da potência reativa em um fenómeno deste tipo, e identificar soluções de controlo de reativa dos conversores HVDC-VSC que poderiam contribuir para melhorar a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão das redes MTDC.

Seria ainda interessante fazer uma análise comparativa às diversas técnicas de redução de potência em redes MTDC aquando a ocorrência de cavas de tensão, por forma a entender qual a solução economicamente e tecnicamente mais vantajosa. Custos e dimensões dos equipamentos auxiliares, caso existam, frequência de manutenções necessárias (fator determinístico em soluções *offshore*), tempo de atuação e tempo de recuperação do controlo, são alguns dos fatores mais importantes que deveriam ser estudados em detalhe.

Por fim, um tópico possível de futuro desenvolvimento, será o comportamento de resposta a este fenómeno em redes Multi-Terminais híbridas (várias tecnologias de conversores combinadas), tirando assim partido das vantagens das varias tecnologias existentes.

Referências

- [1] K Bell, D Cirio, A M Denis, L He, C C Liu, G Migliavacca, C Moreira, P Panciatici, and Member Ieee. Economic and technical criteria for designing future off-shore HVDC grids. pages 1–8, 2009.
- [2] N. Barberis Negra, J. Todorovic, and T. Ackermann. Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, 76(11):916–927, July 2006. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779605002609>, doi:10.1016/j.epsr.2005.11.004.
- [3] Siemens. Loses of converter station. URL: www.siemens.com.
- [4] B. Silva, C. L. Moreira, L. Seca, Y. Phulpin, and J. a. Pecas Lopes. Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(4):800–808, October 2012. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6213587>, doi:10.1109/TSTE.2012.2199774.
- [5] ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). IMPLEMENTATION GUIDELINE “ Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators ”. (October), 2013.
- [6] Rui M G Castro. INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA Rui M.G. Castro. 2003(edição 1), 2003.
- [7] Eolicas de Portugal ENEOP. Energia Eólica. 2014. URL: <http://www.eneop.pt/>.
- [8] The European Wind Energy Association. Powering the energy debate. 2010.
- [9] Redes Energéticas Nacionais. A ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL 2012. 2012.
- [10] Conselho de Ministros Português. Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis (PNAER). *Diário da República*, 70:2022 –2091.
- [11] The European Wind Energy Association. Oceans of Opportunity. 2009.
- [12] The European Wind Energy Association. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012. (January), 2013.
- [13] The European Wind Energy Association. Portugal ’ s rising wind energy star. 30(June), 2011.
- [14] Marco Liserre, Senior Member, Roberto Cárdenas, Marta Molinas, and José Rodríguez. Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks. 58(4):1081–1095, 2011.

- [15] Fernando Sada. Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies. 2011.
- [16] Thomas Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. Royal Institute of Technology - Stockholm, Sweden.
- [17] L.P Lazaridis. *Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability Lazaros P. Lazaridis*. PhD thesis, Royal Institute of Technology: Stockholm, 2005.
- [18] José Luís and Veiga Moreira. Postos de Transformação Submarinos para Parques de Energias Renováveis Offshore Orientador : Professor Cláudio Monteiro José Luís Veiga Moreira Soares Maio 2007. 2007.
- [19] ABB. Submarine Power Cables Cables for offshore platforms. 2012.
- [20] J. P. Sucena Paiva. *Redes de Energia, uma Análise Sistémica*. 2005.
- [21] ABB. Estlink HVDC, Estonia - Finland. URL: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/estlink>.
- [22] ABB. The high voltage DC breaker The power grid revolution. (November), 2012. URL: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/afefc067cd5a69c3c1257aae00543c03.aspx>.
- [23] Kala Meah, Student Member, Sadrul Ula, and Senior Member. Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems. pages 1–5, 2007.
- [24] Anna-karin Skytt. HVDC Light for connection of wind farms. 2001.
- [25] Sérgio Manuel and De Araújo Luís. *Soluções de Controlo para Redes HVDC Multi-Terminal*. PhD thesis, 2012.
- [26] ABB. It's time to connect - Technical description of HVDC Light® technology. *The Journal of medicine and philosophy*, 39, February 2013. URL: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/24408501>, doi:10.1093/jmp/jht061.
- [27] W. Lu B.-T. Ooi. Optimal acquisition and aggregation of offshore wind power by multiterminal voltage source HVDC. *IEEE Transactions on Power Delivery*, pages 201–206, 2003.
- [28] Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, Janaka Ekanayake, Rosemary King, and Nicholas Jenkins. "Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms". *Electric Power Systems Research*, 81(2):271–281, February 2011. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779610002166>, doi:10.1016/j.epsr.2010.09.006.
- [29] Stijn Cole, Student Member, Jef Beerten, and Ronnie Belmans. Generalized Dynamic VSC MTDC Model for Power System Stability Studies. 25(3):1655–1662, 2010.
- [30] Jun Liang, Tianjun Jing, Student Member, and Oriol Gomis-bellmunt. Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms. 26(4):2596–2604, 2011.
- [31] S K Chaudhary, Student Member, R Teodorescu, Senior Member, P Rodriguez, and P C Kjær r Member. Chopper Controlled Resistors in VSC-HVDC Transmission for WPP with Full-scale Converters. pages 1–8.

- [32] Theodoros D Vrionis, Xanthi I Koutiva, Student Member, Nicholas A Vovos, Senior Member, and Gabriel B Giannakopoulos. Control of an HVdc Link Connecting a Wind Farm to the Grid for Fault Ride-Through Enhancement. 22(4):2039–2047, 2007.
- [33] Christian Feltes, Student Member, Holger Wrede, and Friedrich W Koch. Enhanced Fault Ride-Through Method for Wind Farms Connected to the Grid Through VSC-Based HVDC Transmission. 24(3):1537–1546, 2009.

Anexo A

Modelos de Simulação dos Componentes de uma Rede MTDC

Este anexo pretende expor os modelos de todos os componentes da rede MTDC usada no caso de estudo e simulada em ambiente *Simulink* - MatLab.

A.1 Circuito DC

A figura A.1 ilustra os blocos de modelação do circuito DC.

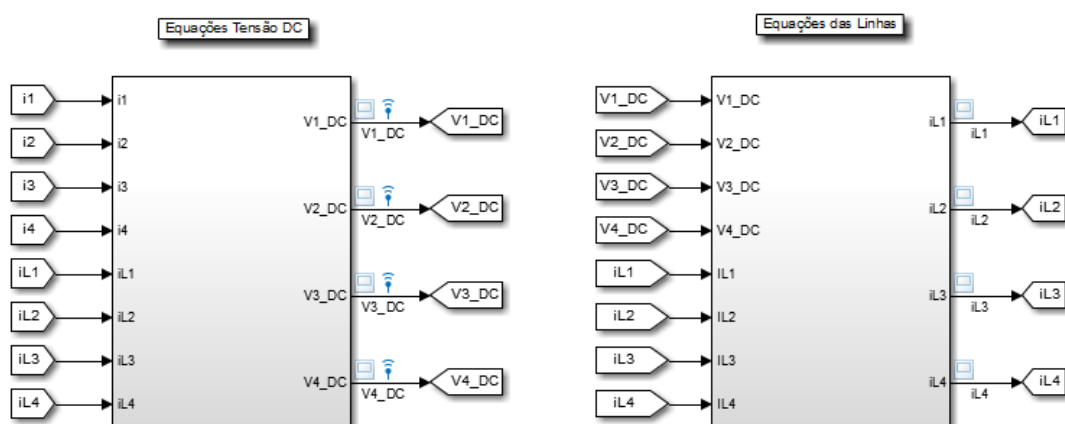


Figura A.1: Modelação do circuito DC, em *Simulink* - MatLab

A figura A.2 pretende ilustrar as equações da rede MTDC que constituem os blocos de modelação do circuito DC.

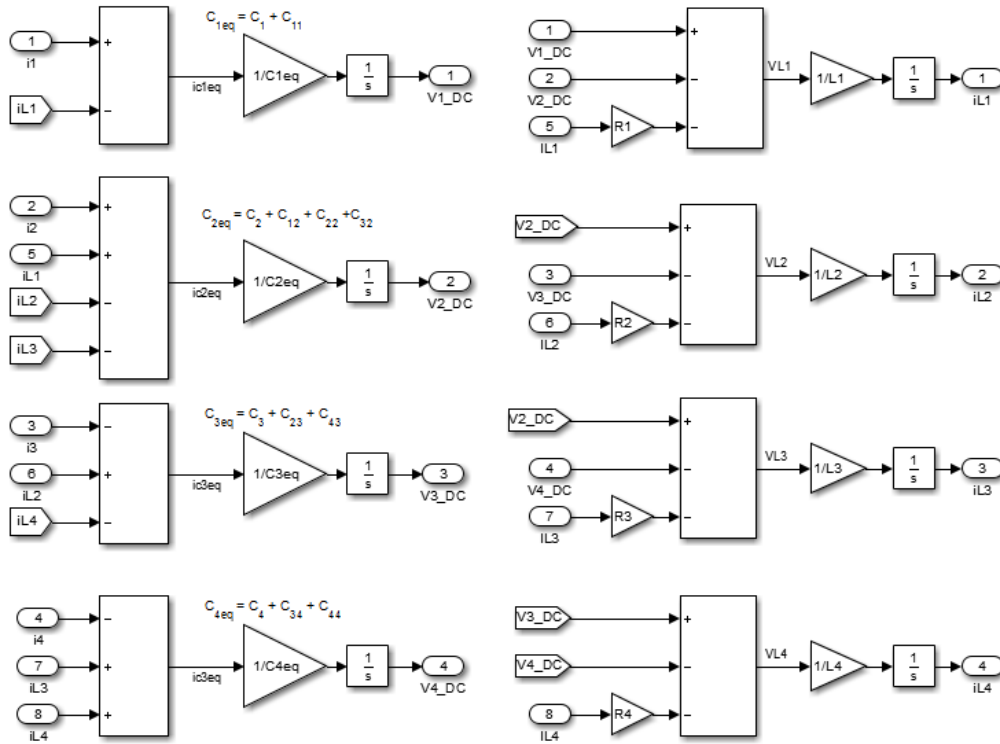


Figura A.2: Equações do circuito DC, em *Simulink* - MatLab

A.2 Conversor *Onshore* e Rede AC acoplados

Relativamente aos conversores *onshore*, apresentamos apenas a representação de um deles por serem replicas. A figura A.3 apresenta os blocos dos modelos do conversor *onshore* e da Rede AC.

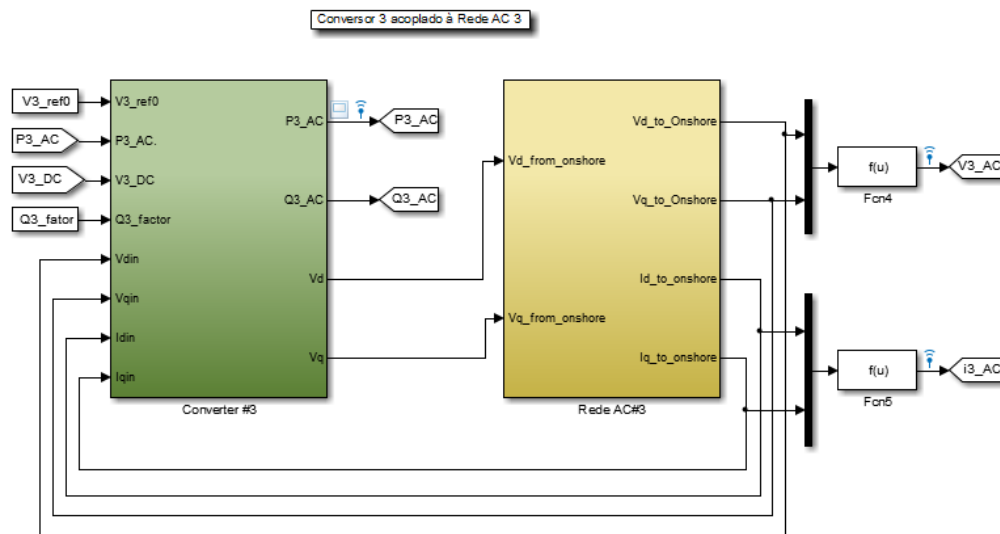


Figura A.3: Bloco do conversor *onshore* 3 acoplado ao bloco da rede AC 3, em *Simulink* - MatLab

Relativamente ao bloco de controlo do conversor, a figura A.4 apresenta a sua implementação em ambiente *Simulink* - MatLab. Pode-se facilmente observar os controlos independentes da potência ativa e reativa.

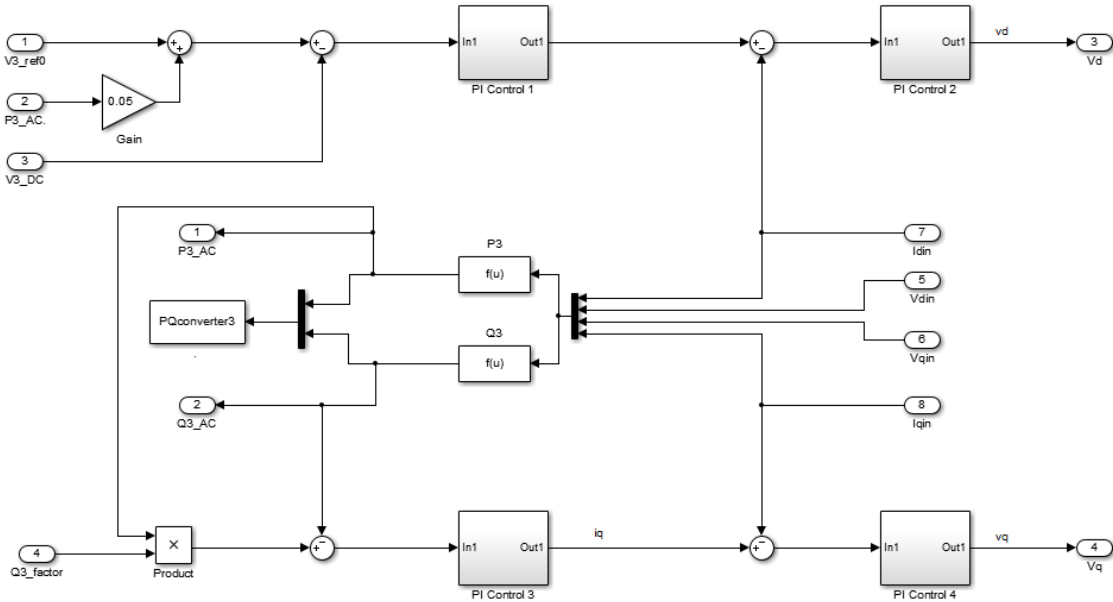


Figura A.4: Blocos de controlo do conversor *onshore* 3, em *Simulink* - MatLab

Quanto aos controladores proporcional-integral 1 e 3, das correntes i_d e i_q , respetivamente, responsáveis pela limitação de trânsito de corrente do conversor 3, são representados na figura A.5.

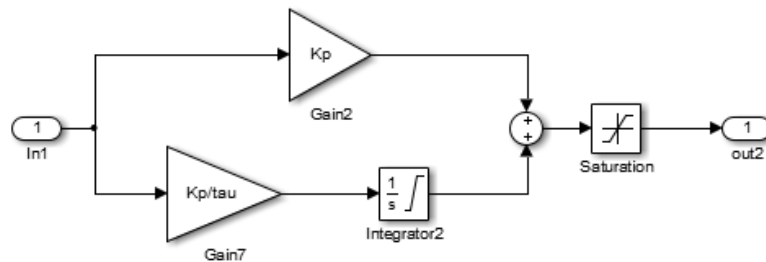


Figura A.5: Controladores PI das correntes do conversor *onshore* 3, em *Simulink* - MatLab

Relativamente à rede AC, não é aqui representada por não se justificar. Este bloco é basicamente constituído por um sinal de cava de tensão desacoplada em componente direta e de quadratura. No entanto, por ter sido considerado fator de potência igual a 1, e apenas se trabalhar com o eixo direto, a tensão à saída da rede AC será igual ao sinal de cava de tensão.

A.3 Conversores *Offshore*

Relativamente aos conversores *Offshore*, no estudo do comportamento da rede MTDC face a cavas de tensão na rede AC continental, estes são representados como injetores diretos de potência constante.

No entanto para o estudo da solução proposta nesta dissertação, para dotar redes MTDC de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, foi integrada nos conversores *offshore* a regra de controlo de rápida redução de potência ativa apresentada na figura A.6.

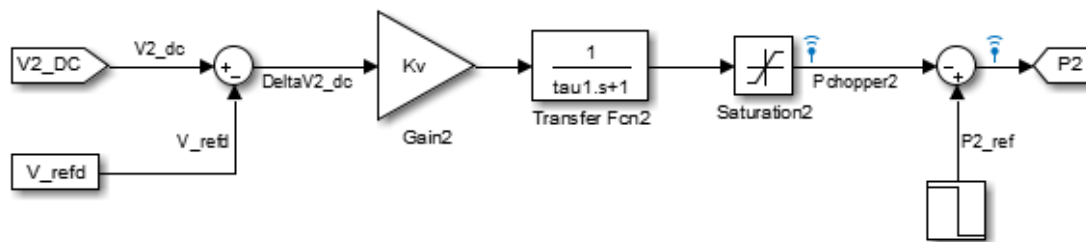


Figura A.6: Regra de controlo de rápida redução de potência injetada pelo parque eólico 2 implementada no conversor *offshore* 2, em *Simulink* - *MatLab*

Anexo B

Dados da Rede MTDC

Este anexo pretende expor os dados de todos os componentes da rede MTDC usada no caso de estudo, e simulada em ambiente *Simulink* - MatLab.

B.1 Bases do Sistema

Tabela B.1: Bases do sistema p.u. da rede MTDC

| | |
|-------------------------|--------------|
| S_b | 300 MW |
| V_b | 300 kV |
| $I_b = \frac{S_b}{V_b}$ | 1000 A |
| $R_b = \frac{V_b}{I_b}$ | 300 Ω |

B.2 Dados dos Cabos DC e Conversores

Tabela B.2: Características dos Cabos DC da rede MTDC

| | 1 Polo | 2 Polos |
|-----|----------------------------|----------------------------|
| R | $1,39 * 10^{-2} \Omega/km$ | $2,78 * 10^{-2} \Omega/km$ |
| L | $1,59 * 10^{-4} H/km$ | $3,18 * 10^{-4} H/km$ |
| C | $2,31 * 10^{-7} F/km$ | $4,62 * 10^{-7} F/km$ |

Tabela B.3: Capacidade dos Condensadores da rede MTDC

| | 1 Polo | 2 Polos |
|-----|-----------------------|-----------------------|
| C | $5,00 * 10^{-5} F/km$ | $1,00 * 10^{-4} F/km$ |

A conversão para unidade p.u. destes dados foi feita com o auxílio das seguintes equações:

$$R_{pu} = \frac{R(\Omega)}{R_b} \quad (B.1)$$

$$L_{pu} = \frac{\frac{1}{2} \cdot L \cdot I_b^2}{S_b} \quad (\text{B.2})$$

$$C_{pu} = \frac{\frac{1}{2} \cdot C \cdot V_b^2}{S_b} \quad (\text{B.3})$$